

**IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS DE LA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA SOBRE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN**

**NANCY PATRICIA ROJAS RUIZ
LAURA VANESA SANABRIA LEGUÍZAMO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

**IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS DE LA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA SOBRE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN**

**NANCY PATRICIA ROJAS RUIZ
LAURA VANESA SANABRIA LEGUÍZAMO**

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniera Electricista

**Director
JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ
Doctor en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios

A mis padres y hermanos

A mis tías y tíos

A Oscar Javier Oviedo Lara ♥

A Laura Sanabria

A Fabián Forero

A Iván Churco

Al profesor Javier Enrique Solano Martínez

A mis padres y hermanos

A Nancy Rojas

A Javier Solano

A Cristian, por supuesto

Laura Vanesa Sanabria Leguízamo

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
2. FALLAS ELÉCTRICAS Y ESQUEMA DE PROTECCIONES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	17
2.1 FALLAS ELÉCTRICAS	18
2.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS	19
2.2.1 Protecciones eléctricas en redes de BT	20
2.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	23
2.3.1 Coordinación de protecciones en redes de distribución tradicionales de baja tensión	25
3. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DISTRIBUIDA EN LA OPERACIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN	28
3.1 BIDIRECCIONALIDAD DEL FLUJO DE POTENCIA	29
3.2 PÉRDIDA DE COORDINACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN	29
3.2.1 Pérdida de sensibilidad	30
3.2.2 Pérdida de selectividad.	30
3.3 CASO DE ESTUDIO	31
3.3.1 Estudio de Cortocircuito	33
3.3.2 Configuración de las protecciones	33
3.4 RESULTADOS CASO DE ESTUDIO	34
3.4.1 Caso Base.	35
3.4.2 Caso con GD en B2	37

3.4.3 Caso con GD en B3	39
3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS	41
4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN	43
4.1 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL	43
4.1.1 Método analítico para la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución	44
4.1.2 Algoritmo para la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución	46
4.2 ANÁLISIS COMPARATIVO	49
4.2.1 Sentido del flujo de potencia (Análisis Cualitativo)	49
4.2.2 Nivel de cortocircuito	50
4.3 RESUMEN	51
5. SOLUCIONES PARA CONTRARRESTAR LOS EFECTOS NEGATIVOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	53
5.1 MÉTODO BASADO EN EL CONOCIMIENTO (MBC) PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS	53
5.1.1 Localización de fallas en sistemas de distribución	55
5.1.2 Desarrollo de un método basado en el conocimiento (MBC) para la localización de fallas	55
5.1.3 Resultados	57
5.2 COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	57
5.2.1 Metodología propuesta	58
5.2.2 Resultados	59
5.3 REDUCCIÓN DEL IMPACTO DE LA GD EN EL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, CON RELÉS DE POTENCIA INVERSA	59
5.3.1 Relé de potencia inversa	60

5.3.2 Operación del relé de potencia	60
5.3.3 Resultados	61
5.4 MITIGACIÓN DE LOS IMPACTOS NEGATIVOS DE LA GD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BT A TRAVÉS DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE MICRORREDES	61
5.4.1 Metodología propuesta	62
5.4.2 Resultados	63
5.5 RESUMEN	63
6. CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXOS	70

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Característica de tiempo contra corriente de operación del fusible.	24
Figura 2. Curvas de tiempo contra M, de operación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso.	24
Figura 3. Esquema de un sistema de distribución en disposición radial.	25
Figura 4. Falla en la línea 2-3 en un sistema de distribución radial.	27
Figura 5. Diagrama unifilar de la red de BT.	32
Figura 6. Características tiempo corriente de los relés y el fusible seleccionados.	34
Figura 7. Falla en la línea 4 para el caso base (sin presencia de GD)	35
Figura 8. Comportamiento de la falla para el caso base.	36
Figura 9. Generación distribuida en la barra 2	37
Figura 10. Comportamiento de la falla con GD en B2.	38
Figura 11. Generación distribuida en la barra 3.	39
Figura 12. Comportamiento de la falla con GD en B3.	40
Figura 13. Diagrama de bloques del relé de potencia inversa.	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Nivel de cortocircuito de la Línea 4 observadas en el caso de estudio.	41
Tabla 2. Comparación de herramientas para evaluar los efectos negativos de la GD en la coordinación de protecciones.	52
Tabla 3. Comparación de soluciones para contrarrestar los efectos negativos de la GD en la coordinación de protecciones.	63

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Clasificación de la información	70
ANEXO B. Clasificación de los fusibles de aplicación de BT	75
ANEXO C. Especificaciones de la red de bt simulada	76

RESUMEN

TITULO: IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN.*

AUTORES: NANCY PATRICIA ROJAS RUIZ**
LAURA VANESA SANABRIA LEGUÍZAMO

PALABRAS CLAVE: Generación distribuida, sistemas de distribución, fallas eléctricas, coordinación de protecciones.

DESCRIPCIÓN

Definir una matriz energética sostenible y confiable a largo plazo es necesario para garantizar estabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia. Así mismo se lograría disminuir el impacto ambiental, cumpliendo con los compromisos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) mediante la Ley 1665 de 2013. Una solución que se encuentra y se propone para el cumplimiento de ello es promover e incentivar la implementación de los Medios de Generación No Convencionales (MGNC), principalmente los de carácter renovable, a través de la ley 1715 de 2014. Esto debido a que el impacto de las fuentes de energía renovable al medio ambiente, es menor al de las fuentes de energía no renovables, y aportan de manera significativa a la gestión eficiente de la energía.

Por lo anterior, resulta necesario analizar aspectos que tienen prioridad en la implementación de la generación distribuida en sistemas de distribución, 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. Este proyecto tiene por objetivo identificar y describir los impactos de la generación distribuida en la operación y coordinación de protecciones en redes eléctricas de distribución de baja tensión.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Javier Enrique Solano Martínez, Doctor en Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: IDENTIFICATION AND DESCRIPTION OF THE IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE COORDINATION OF PROTECTIONS IN ELECTRICAL NETWORKS OF LOW VOLTAGE DISTRIBUTION.*

AUTHORS: NANCY PATRICIA ROJAS RUIZ**
LAURA VANESA SANABRIA LEGUÍZAMO

KEYWORDS: Distributed generation, distribution systems, electrical faults, coordination of protections.

DESCRIPTION

Defining a long-term sustainable and reliable energy matrix is necessary to guarantee stability and continuity in the supply of electricity in Colombia. Likewise, it would be possible to reduce the environmental impact, complying with the commitments acquired through the approval of the statute of the International Renewable Energy Agency (IRENA) through Law 1665 of 2013. A solution that is found and proposed for the fulfillment of this is to promote and encourage the implementation of Non-Conventional Generation Means (NCGM), mainly those of a renewable nature, through Law 1715 of 2014. This is because the The impact of renewable energy sources on the environment is lower than that of non-renewable energy sources, and they contribute significantly to the efficient management of energy.

Therefore, it is necessary to analyze aspects that have priority in the implementation of distributed generation in distribution systems, such as flexibility of operation and expansion, and the effects on reliability in this type of systems, without neglecting the reliability of distributed generation and the impact on the quality of electric power. The objective of this project is to identify and describe the impacts of distributed generation on the operation and coordination of protections in low voltage power distribution networks.

* Degree work

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director: Javier Enrique Solano Martínez, Doctor in Electrical Engineering

INTRODUCCIÓN

Definir una matriz energética sostenible y confiable a largo plazo es necesario para garantizar estabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia. Así mismo se lograría disminuir el impacto ambiental, cumpliendo con los compromisos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) mediante la Ley 1665 de 2013.

Una solución que se encuentra y se propone para el cumplimiento de ello es promover e incentivar la implementación de los Medios de Generación No Convencionales (MGNC), principalmente los de carácter renovable, a través de la ley 1715 de 2014. Esto debido a que el impacto de las fuentes de energía renovable al medio ambiente, es menor al de las fuentes de energía no renovables, y aportan de manera significativa a la gestión eficiente de la energía.

La ley 1715 del 2014 define como generación distribuida (GD), a la producción de energía eléctrica cerca de los centros de consumo conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). Se entiende que la implementación de fuentes de energía renovables puede traducir en un aumento en la GD.

Por lo anterior, resulta necesario analizar aspectos que tienen prioridad en la implementación de la GD en sistemas de distribución, 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 GD y el impacto en la calidad de la potencia eléctrica.

Este proyecto tiene por objetivo identificar y describir los impactos de la generación distribuida en la operación y coordinación de protecciones en redes eléctricas de distribución de baja tensión.

Para cumplir con el objetivo del proyecto, este se organiza de la siguiente manera. La recopilación bibliográfica se realiza a modo de introducción en cada capítulo, y se complementa con el anexo A. El primer capítulo describe el planteamiento del problema. El capítulo 2 presenta un marco teórico respecto a fallas eléctricas, protecciones eléctricas y coordinación de protecciones en BT. En el Capítulo 3 se describen los efectos de la GD en las redes de BT, donde se propone un caso de estudio para una red de distribución de BT, con ayuda del software Power Factory de DigSILENT. La identificación de herramientas o métodos para la valoración del efecto de la GD se encuentra en el capítulo 4. En el capítulo 5 se analizan soluciones propuestas en la literatura para disminuir el impacto negativo de la GD. En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo. La clasificación de los fusibles para BT y las especificaciones de los datos usados para la simulación del estudio realizado en el capítulo 3, se presentan en los anexos B y C respectivamente.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Con miras de garantizar estabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica en el país, y así mismo disminuir el impacto ambiental, se promueve el desarrollo y utilización de las energías renovables no convencionales. Lo anterior ha generado gran incertidumbre respecto al efecto que se pueda generar sobre el sistema de distribución de energía, partiendo de la presunción de que el esquema de protección y configuración de la red tradicional puede resultar inadecuado cuando un sistema de generación distribuido está conectado a esta.

El grupo de investigación GISEL, de la Universidad Industrial de Santander (UIS), con apoyo de COLCIENCIAS está desarrollando el proyecto de investigación titulado “VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV) INTEGRADOS CON VEGETACIÓN COMO ESTRATEGIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y HORTICULTURA EN ENTORNOS URBANOS DE CLIMA CÁLIDO TROPICAL”. Uno de los objetivos de este proyecto es conocer y proponer soluciones a los efectos negativos de la generación distribuida en la operación y coordinación de protecciones en redes eléctricas de distribución de BT. El presente trabajo de investigación busca aportar herramientas que permitan satisfacer dicha necesidad.

2. FALLAS ELÉCTRICAS Y ESQUEMA DE PROTECCIONES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Este capítulo, describe los principios básicos para realizar el análisis de los efectos de la generación distribuida sobre el esquema de protecciones. Las secciones 2.1 de fallas eléctricas, y 2.2 de protecciones eléctricas se basan en la referencia¹ que ofrece un compendio teórico sobre fallas y protección de sistemas eléctricos de potencia con un enfoque académico.

La sección 2.3 describe la coordinación de protecciones eléctricas. Para esto, en la referencia² se encuentra una breve descripción de lo que implica la coordinación entre los dispositivos; para la coordinación de protecciones en redes de baja tensión y los dispositivos asociados, se encuentra información en la referencia³, que presenta un catálogo de protecciones para BT.

La referencia⁴ presenta las protecciones usuales para BT y explica su respectiva coordinación; en el seminario de la referencia⁵ se encuentra una detallada explicación de las protecciones presentes en redes de BT, y la referencia⁶ explica las generalidades y el funcionamiento de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso. Además, para explicar la coordinación de los intervalos de tiempo entre los dispositivos de protección se tiene la referencia⁷, para la definición de fusibles se

¹ RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Protección de Sistemas Eléctricos. 2005. p. 664

² TUTA B., Óscar Felipe; HINCAPIÉ I., Ricardo A. Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. no. 49. 2011.p. 14–19

³ Schneider Electric, “Manual y Catálogo del Electricista,” Control, pp. 0–3

⁴ I.t.m. Proyectos. Instalaciones electromecánicas instalaciones eléctricas.” Disponible en: <https://itm-proyectos.es/servicios/instalaciones-electricas-telecomunicaciones/>

⁵ CONCHA, Patricio. Seminario de titulación ‘Distribución de la energía eléctrica. Universidad del Bío Bío, 2007. [En línea]. Disponible en: http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/index.html

⁶ ZAPATA, Carlos J.; MEJÍA, German E. Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal

⁷ ALCALÁ GONZÁLEZ, D. Coordinación de protecciones en redes eléctricas con generación distribuida. 2016

encuentra información en las referencias⁸ y ⁹, un catálogo para fusibles y una herramienta analítica con un enfoque técnico para la protección del sistema de energía, respectivamente.

2.1 FALLAS ELÉCTRICAS

La presencia de fallas en un sistema de distribución compromete la calidad y eficiencia del suministro de energía, así como la seguridad de los usuarios y operarios del sistema.

Es posible definir el término “falla” como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia; también es llamada perturbación y es causada por: falla en el sistema de potencia (cortocircuito), falla extraña al sistema de potencia (en equipo de protección), y falla de la red (sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños). Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados, aunque tienen menor impacto.¹⁰

Las fallas se pueden clasificar según su duración como:

- Fallas temporales: Pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, también se les llama así porque se autodespejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños.

⁸ FRANCKE, Alejandro “Curva característica de un fusible,” pp. 2–4, 2014

⁹ ANDERSON, P.; ALEXANDER, P.; APPLE, J.; ELNEWEIHI, A.; HAAS, R. and SWIFT, G. W. Power System Protection. 2006

¹⁰ RAMÍREZ CASTAÑO, Op. Cit.

- Fallas permanentes: Persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado.

También se pueden clasificar según su naturaleza de la siguiente forma:

- Cortocircuito: Al ocurrir un cortocircuito, la fuerza electromotriz de la fuente se aplica a una impedancia relativamente baja, por lo cual circulan corrientes perjudiciales para el sistema, llamadas sobrecorrientes.
- Sobrecarga: Son corrientes en exceso de la corriente nominal del equipo, esto es, de la máxima permisible que puede circular permanentemente por el equipo.
- Sobretensión, que a su vez se puede clasificar como:
 - Permanentes: Se consideran así a los producidos a frecuencias bajas como algunos casos de ferro resonancia y de resonancia subsincrónica, y los que se presentan en las fases “sanas” de un sistema no aterrizado cuando se tiene una falla monofásica
 - Transitorios: Pueden ser externos, los causados por descargas atmosféricas e internos, los causados por conmutación.

2.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Los objetivos de un sistema eléctrico de protección y coordinación son prevenir el daño al personal, minimizar el daño a los componentes del sistema y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio cuando se presenta una falla en

el equipo, un error humano o condiciones naturales adversas ocurran en cualquier porción del sistema.

Las circunstancias que causan el deficiente funcionamiento del sistema son usualmente impredecibles. Si se tiene como base un correcto diseño y un programa de mantenimiento preventivo se puede reducir la probabilidad de eventos de falla. El sistema eléctrico debe ser diseñado y mantenido de modo que se proteja 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.

2.2.1 Protecciones eléctricas en redes de BT. 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.

Con una corriente intermedia puede actuar, pero no antes de las dos horas. Para una corriente de sobrecarga superior al 50% debe actuar según las curvas de

actuación publicadas por el fabricante¹¹; entre esas curvas se encuentran curva de fusión (MMT por sus siglas en inglés -minimum melting time-), y curva de tiempo total de operación, (TCT por sus siglas en inglés -total clearing time-)¹².

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.¹³

- 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 este caso el interruptor.¹⁴

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. Cada uno puede actuar independientemente de los otros, estando formada su curva de disparo por la superposición de ambas características, magnética y térmica.¹⁶.

¹¹ FRANCKE, Op. Cit.

¹² ANDERSON, ALEXANDER, APPLE, ELNEWEIHI, HAAS, and SWIFT, Op. Cit.

¹³ CONCHA, Op. Cit.

¹⁴ ZAPATA, MEJÍA, Op. Cit.

¹⁵ I.t.m. Proyectos. Op. Cit.

¹⁶ CONCHA, Op. Cit.

- Interruptor térmico, magnetotérmico y automático

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. Cierra y corta en carga y sobrecarga hasta 8 veces la corriente nominal.¹⁷

El interruptor térmico reacciona ante sobreintensidades ligeramente superiores a la 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.¹⁸

- Relé de sobrecorriente de tiempo inverso

Los relés de sobrecorriente son temporizados de tal manera que operen rápidamente para fallas en su zona y den respaldo a los relés de las zonas ubicadas aguas abajo de su punto de ubicación. En los relés de sobrecorriente temporizados de tipo “tiempo inverso” se tiene que el tiempo de operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.

Las curvas de los relés de sobrecorriente de tipo de tiempo inverso, se modelan a partir de ecuaciones exponenciales, como se muestra en la ecuación 1.

$$t_{operación} = a * \frac{DIAL}{\left(\frac{I}{I_{arranque}}\right)^n - 1} \quad [1]$$

Donde a y n, son constantes de forma, I, corresponde a la corriente observada por el relé, $I_{arranque}$ es la corriente de arranque, que corresponde al valor de corriente a partir del cual comienza la operación temporizada del relé, la relación de $\frac{I}{I_{arranque}}$

¹⁷ Schneider Electric, Op. Cit.

¹⁸ I.t.m. Proyectos. Op. Cit.

usualmente se expresa como una variable denominada M, y DIAL es el factor de escala para un tipo de curva dada.¹⁹

2.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

La coordinación de protecciones es una aplicación sistemática de dispositivos de protección que actúan por corriente en el sistema eléctrico, que, en respuesta a una falla, aislará de servicio solo una mínima cantidad de equipos.

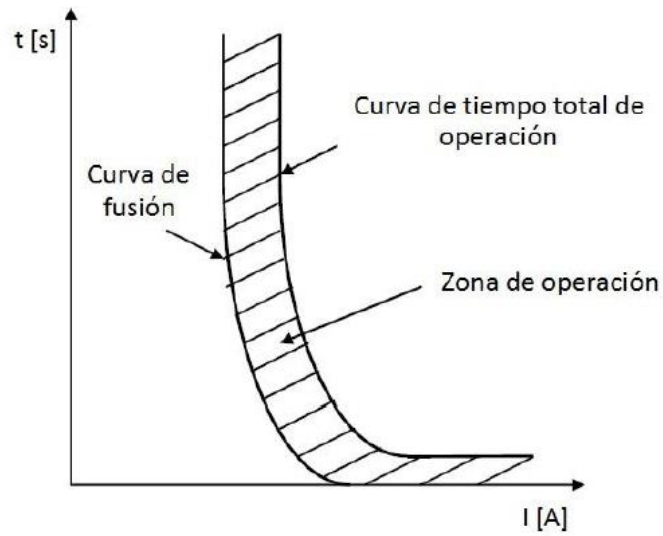
Una coordinación efectiva requiere que el dispositivo de protección sea seleccionado, calibrado, y ajustado para permitir circular la corriente normal de carga del equipo y sólo abrirse instantáneamente o con un retardo de tiempo cuando se presente un valor de corriente que sobrepase el umbral definido del flujo de corriente. Para 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. Esto obliga a considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas y dispositivos de protección, pues con esto se garantiza una operación secuencial correcta.²⁰

¹⁹ ZAPATA, MEJÍA, Op. Cit.

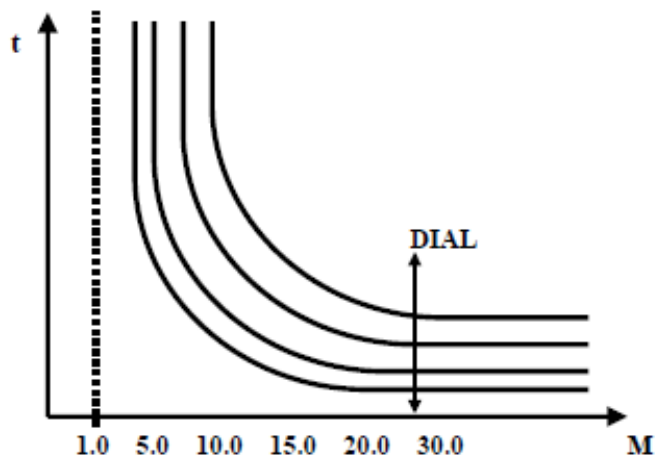
²⁰ TUTA B., HINCAPIÉ I.,Io. Cit,

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

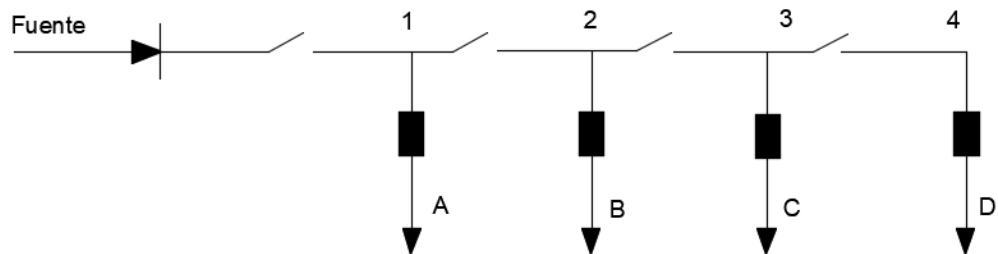
Figura 2. Curvas de tiempo contra M , de operación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso.



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

2.3.1 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.

Figura 3. Esquema de un sistema de distribución en disposición radial.



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

La coordinación de los intervalos de tiempo de los dispositivos de protección se determina de acuerdo con los siguientes parámetros²¹:

- 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.

²¹ ALCALÁ GONZÁLES, Op. Cit.

- El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo de apertura del interruptor.

Una vez determinadas las características de los dispositivos que protegerán a los circuitos de la instalación de BT, tendrá que garantizarse la adecuada coordinación entre dichas protecciones. El objetivo de contemplar varios circuitos en el diseño de una instalación es poder interrumpir la alimentación cuando se produzca un fallo en un receptor o conjunto de receptores, sin que se interrumpa la alimentación del resto de los receptores de la instalación. Para ello deben existir los dos tipos de coordinaciones, que son: selectividad y filiación (ésta última, también llamada protección “Back-Up” o efecto cascada)²². A continuación, se describen los tipos de coordinación:

- 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.

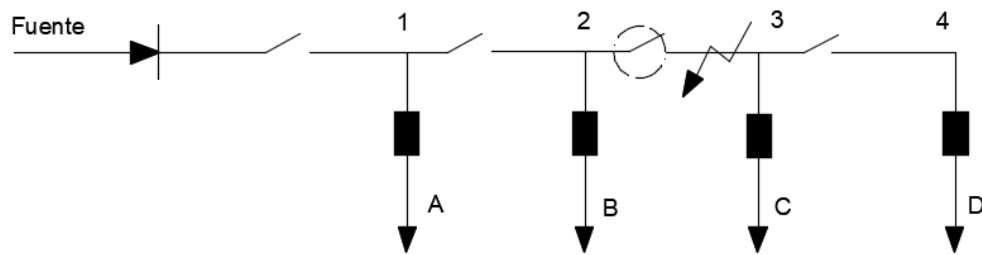
- Selectividad amperimétrica

El interruptor que esté aguas abajo, debe cortar el circuito por efecto magnético, antes que lo haga el superior

Por ejemplo, la Figura 4 presenta que para una falla en la línea 2-3, el interruptor de la zona directamente afectada (encerrado en la figura) debería actuar instantáneamente.

²² I.t.m. Proyectos. Op. Cit.

Figura 4. Falla en la línea 2-3 en un sistema de distribución radial.



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

- Filiación

La filiación afecta a la elección del poder de corte de los dispositivos, logrando suponer un ahorro en la instalación. Cuando exista un interruptor aguas arriba (principal) que permite el corte de toda la instalación, los interruptores instalados aguas abajo (secundarios) pueden tener un poder de corte (PdC) menor que el que le correspondería a cada uno de ellos.

La condición, es que el interruptor principal tenga un PdC mayor o igual que la intensidad de cortocircuito en el punto donde está instalado, y esté correctamente coordinado con los interruptores secundarios de forma que, en caso de que en un cortocircuito superase el poder de corte de un interruptor secundario, el principal se abra. Las asociaciones de interruptores que permiten hacer uso de la filiación deben darla los fabricantes, puesto que sólo puede determinarse en laboratorio.

El proceso de coordinación entre estos dispositivos, se puede observar en el capítulo 3, sección 3.3 donde se realizará un caso de estudio, de una red de BT.

3. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DISTRIBUIDA EN LA OPERACIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN

El presente capítulo describe los efectos de la generación distribuida en la coordinación de protecciones en redes de distribución. Las dos primeras secciones 3.1 y 3.2 se desarrollan a partir de la investigación bibliográfica, en estas secciones la información plasmada no discrimina niveles de tensión; y las tres secciones siguientes 3.3 – 3.5, se realizan a partir de la simulación de un caso de estudio propio del presente proyecto, para una red de distribución de BT.

En la sección 3.1 se explican las causas y consecuencias de la bidireccionalidad del flujo de potencia, esto con base en las referencias²³ y ²⁴, que mencionan la bidireccionalidad del flujo de potencia por presencia de GD en general, y por presencia de GD por paneles FV, respectivamente.

En la sección 3.2 se menciona la pérdida de sensibilidad y selectividad en la coordinación de protecciones, efectos que se evidencian en la referencia²⁵, donde se realiza la coordinación de protecciones de una red con presencia de GD. Luego, en la sección 3.3, se describe las generalidades del caso de estudio propuesto; en la sección 3.4 se mencionan la dinámica y los resultados obtenidos del caso de estudio, a partir de la simulación de un esquema de distribución con ayuda del software Power Factory de DigSILENT. Y, por último, en la sección 3.5 se realiza el análisis de resultados del caso de estudio.

²³ MORALES VALLEJO, Jorge Alberto Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida. 2007. p. 93

²⁴ SUDHAKAR, Puladasu; B. SARVESH, Sushama Malaji. Reducing the impact of DG on distribution networks protection with reverse power relay. Mater. Today Proc., vol. 5, no. 1. 2018. p. 51–57

²⁵ ALCALÁ GONZÁLEZ, Op. Cit.

3.1 BIDIRECCIONALIDAD DEL FLUJO DE POTENCIA

Como se mencionó en la sección 2.3.1, la coordinación de protecciones se realiza para proteger redes con topología radial. La presencia de GD hace que el flujo de potencia, en ocasiones fluya en direcciones indeterminadas que dependen de factores como el tamaño de las fuentes y el estado operacional de las mismas²⁶ lo anterior implica un cambio en la topología de la red, invalidando la coordinación de protecciones previa a la implementación de GD.

Por ejemplo, la bidireccionalidad del flujo, para el caso de generación Fotovoltaica (FV) se da durante el proceso de sincronización. Si la frecuencia de la GD difiere de la frecuencia de la barra colectora y el interruptor automático trifásico está cerrado, la potencia fluye de la barra colectora a la fuente con GD. Por lo tanto, durante la sincronización, la frecuencia de la GD entrante se mantiene ligeramente más alta que la de la barra. Para niveles significativos de GD en los alimentadores, puede producirse sobretensión localizada y la tensión en el extremo de carga puede ser mayor que la del lado de suministro normal de la línea, lo que puede dar como resultado un flujo de potencia inverso, siempre que el balance de potencia lo permita²⁷

3.2 PÉRDIDA DE COORDINACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

Algunos problemas en la coordinación de las protecciones, corresponden a la incorrecta operación de las protecciones de los alimentadores, incremento o

²⁶ MORALES VALLEJO, Op. Cit.

²⁷ SUDHAKAR, B. SARVESH, Op. Cit.

decremento de los niveles de cortocircuito, también la pérdida de sensibilidad y selectividad en los equipos. La recurrencia o magnitud de dichos efectos están ligadas a factores como; la ubicación de las fuentes de GD respecto al punto de falla, la magnitud de la inyección de potencia de las fuentes de GD, y condiciones de operación, como conexión y desconexión. A continuación, se describe el efecto de pérdida de sensibilidad y de selectividad.

3.2.1 Pérdida de sensibilidad. La sensibilidad en la coordinación de protecciones según P.M Anderson²⁸ se puede definir como: *“La capacidad del sistema de protección para identificar condiciones anormales de falta que excedan del valor de disparo o para detectar valores umbrales que inicien la acción protectora cuando la cantidad medida supere el umbral”*.

Se pueden presentar problemas de falta de sensibilidad, si el ajuste inicial del relé de protección de cabecera de la línea de alimentación no ha sido revisado una vez la unidad de GD ha sido instalada en la red. La pérdida de sensibilidad del dispositivo puede ser analizada en función de la localización del cortocircuito aguas arriba y aguas abajo de la red con respecto a la GD.²⁹

3.2.2 Pérdida de selectividad. P. Montané expresa lo siguiente: *“Existe selectividad entre protecciones de una instalación cuando al producirse una falla o sobreintensidad, actúa únicamente el dispositivo previsto (situado inmediatamente aguas arriba) de la falla o aparato sobrecargado”*.

La falta de selectividad da lugar a dos acciones simultáneas: desconexiones innecesarias de la línea de alimentación de la unidad de GD y desconexiones inoportunas de la unidad de GD. Si por ejemplo, se considera un sistema eléctrico formado por “n” líneas en paralelo que se alimentan de un mismo sistema, en donde

²⁸ ANDERSON, ALEXANDER, APPLE, ELNEWEIHI, HAAS, and SWIFT, Op. Cit.

²⁹ ALCALÁ GONZÁLEZ, Op. Cit.

en una de las líneas existe GD conectada y cada una de las líneas dispone una protección de sobreintensidad.

En esta situación se se produce una falla en cualquiera de las “n-1” líneas sin GD, la unidad de GD contribuirá a la falla alimentando al cortocircuito con un valor de corriente que fluye desde la GD en dirección al sistema. Si el relé de protección de la línea con GD no detecta la dirección de la corriente, se puede producir el disparo innecesario de la protección de la línea en la que se encuentra instalada la GD.[14]³⁰.

3.3 CASO DE ESTUDIO

Para ilustrar y analizar los efectos mencionados en las secciones anteriores, debidos a la presencia de GD en la coordinación de protecciones para redes de BT, se plantea un caso de estudio, donde se presenta una red de distribución hipotética, cuyos datos fueron en su mayoría tomados de la red de distribución de BT, ilustrada en la referencia.³¹

La red propuesta, puede asemejarse a la de un edificio, donde cada carga representa un piso. La Figura 5 muestra el modelo de la red de distribución de BT radial desde el secundario de un transformador hipotético de 112.5 [kVA]. Se usaron dos conductores por fase, calibre 2/0 AWG. Las cargas se modelaron a potencia nominal, como tableros donde se concentran cargas.

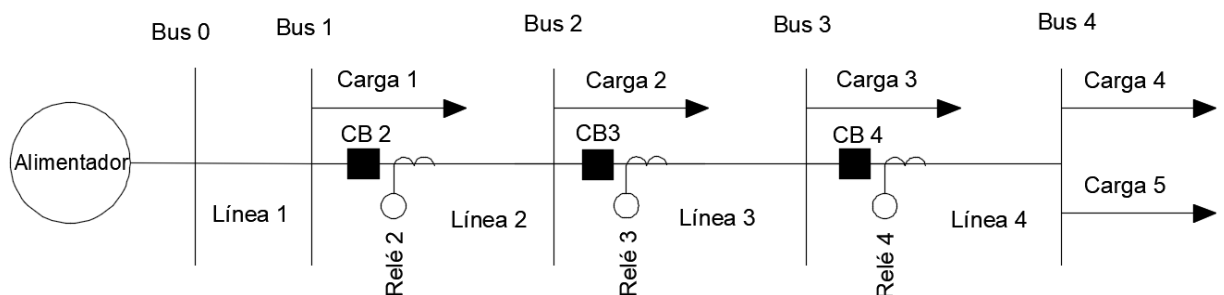
³⁰ ALCALÁ GONZÁLEZ, Op. Cit.

³¹ PAPATHANASSIOU, S.; NIKOS, H. and KAI, S. A benchmark low voltage microgrid network. Proc. CIGRE Symp. power Syst. with dispersed Gener., no. April, 2005. p. 1–8

Debido a que el proyecto titulado “VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV) INTEGRADOS CON VEGETACIÓN COMO ESTRATEGIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y HORTICULTURA EN ENTORNOS URBANOS DE CLIMA CÁLIDO TROPICAL”, evidencia un particular interés en los efectos de los SFV como estrategia de GD, para el caso de estudio se escogió un sistema fotovoltaico distribuido (SFV), el sistema se asumió de tal manera que su potencia nominal representara el 50% de la carga total del edificio, lo cual se traduce en un 40,89% de la capacidad nominal del alimentador, valor por encima de lo mencionado por la Resolución CREG 030 del 2018, en la cual se dice que la potencia instalada de GD, debería ser menor al 15% de la capacidad nominal del alimentador; esta decisión se tomó debido a que con menor potencia nominal del SFV, no se observó un cambio significativo en la corriente de falla.

Los detalles del modelamiento y las especificaciones generales del sistema de protección usado se presentan en el Anexo C.

Figura 5. Diagrama unifilar de la red de BT.



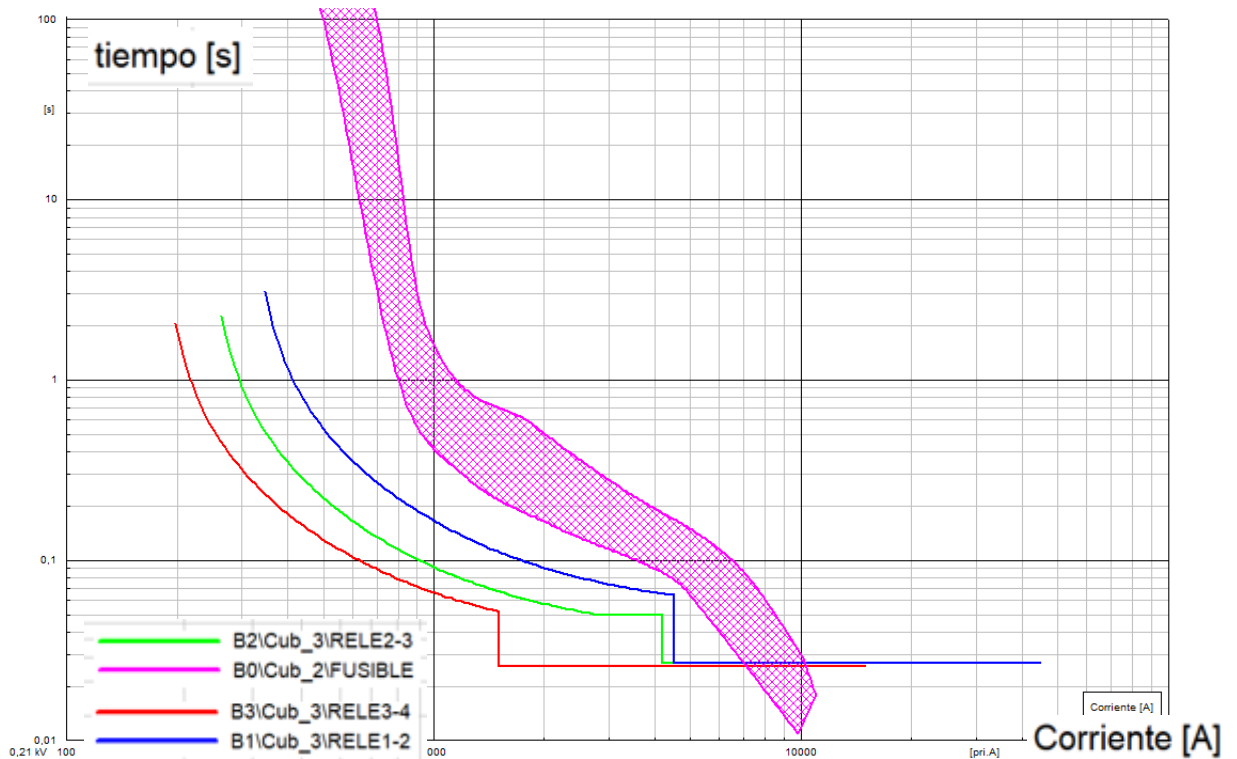
A continuación, en la sección 3.3.1 se explica de qué manera se realiza el estudio de cortocircuito; luego en la sección 3.3.2 se explica la configuración de las protecciones usadas para el caso de estudio.

3.3.1 Estudio de Cortocircuito. Para la configuración del sistema de potencia, se realizó un estudio de cortocircuito, según la metodología de la IEC 60909 – 2001, con el fin de evaluar los niveles de fallas y establecer las curvas de los relés y el fusible. Los resultados de este estudio y la gráfica que da la característica de corriente vs., distancia al alimentador se presentan en el Anexo C.

3.3.2 Configuración de las protecciones. Como se indicó en la descripción del caso de estudio, se encuentran 3 relés de sobrecorriente en las líneas y un fusible para el alimentador. Se realizó la coordinación de protecciones de estos dispositivos a partir del estudio de cortocircuito.

Los relés cuentan con dos etapas de sobrecorriente, la primera de tipo inverso y la segunda instantánea diferida. En la Figura 6, se presentan las curvas de estos dispositivos. La roja corresponde al relé en la barra 3 (B3), la verde al relé en la barra 2 (B2) y la azul al relé en la barra (B1); el área fucsia corresponde con el área de acción del fusible.

Figura 6. Características tiempo corriente de los relés y el fusible seleccionados.



Fuente: Tomadas de Power Factory.

3.4 RESULTADOS CASO DE ESTUDIO

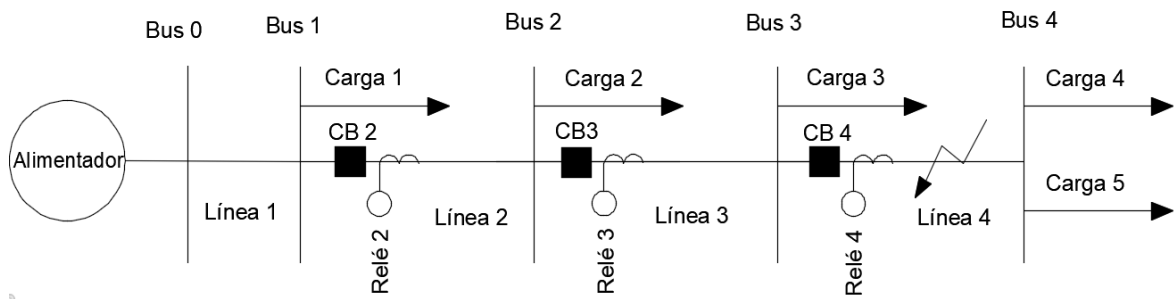
A continuación, se realiza el estudio de cortocircuito en la línea 3-4. La falla simulada es de tipo trifásico, para esto, se siguió la metodología del IEC 60909 con un factor de corrección del 1.01 para tener ligeramente en cuenta los aportes de las cargas, ya que esta metodología los desprecia.

El estudio se realiza de la siguiente manera, en la sección 3.4.1, se realiza el análisis para un caso base, en el que no hay presencia de GD; después, en las secciones 3.4.2 y 3.4.3 se realiza el mismo análisis, pero, conectando GD en B2 y B3,

respectivamente, con esto, se pretende evidenciar los efectos sobre la coordinación de protecciones según la ubicación de la GD.

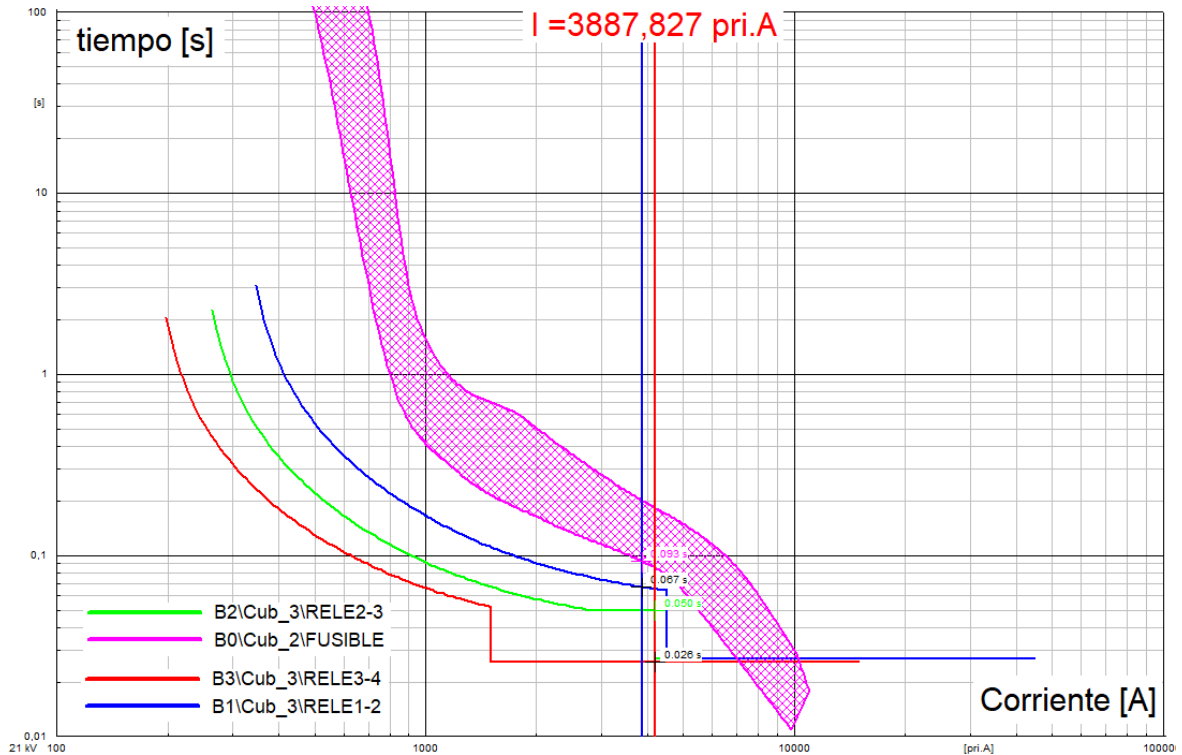
3.4.1 Caso Base. El caso base es una red de BT con 5 barras y cargas residenciales, mostrado anteriormente en la Figura 2. Los datos obtenidos a continuación, son para una falla en la línea 3-4, como se ilustra en la Figura 7.

Figura 7. Falla en la línea 4 para el caso base (sin presencia de GD)



La gráfica de la Figura 8 muestra que la coordinación es satisfactoria pues, el relé actúa dentro de los límites de tiempo permisibles y logra despejar la falla.

Figura 8. Comportamiento de la falla para el caso base.



Una vez ocurrida la falla a mitad de la línea, cuya corriente subtransitoria máxima es de 3.98 kA, los relés actuarían de la siguiente manera:

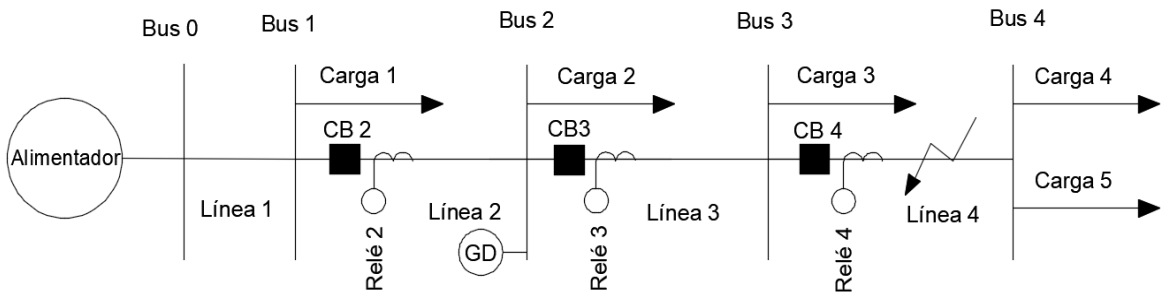
- El relé más cercano (RELÉ 3-4, rojo): Despeja la falla en 26 [ms], actúa en la zona de manera instantánea.
- El siguiente relé (RELÉ 2-3, verde): En caso de que el anterior no actuara, actuaría a los 50 [ms] de iniciada la falla.
- El relé más lejano (RELÉ 1-2, azul): En caso de que el anterior no actuara, actuaría a los 67 [ms] de iniciada la falla.

- El fusible (FUSIBLE0-1): El fusible sacaría toda la red en un tiempo entre los 92 y 200 milisegundos.

Por lo que se considera que el sistema, para esta falla, resulta satisfactorio.

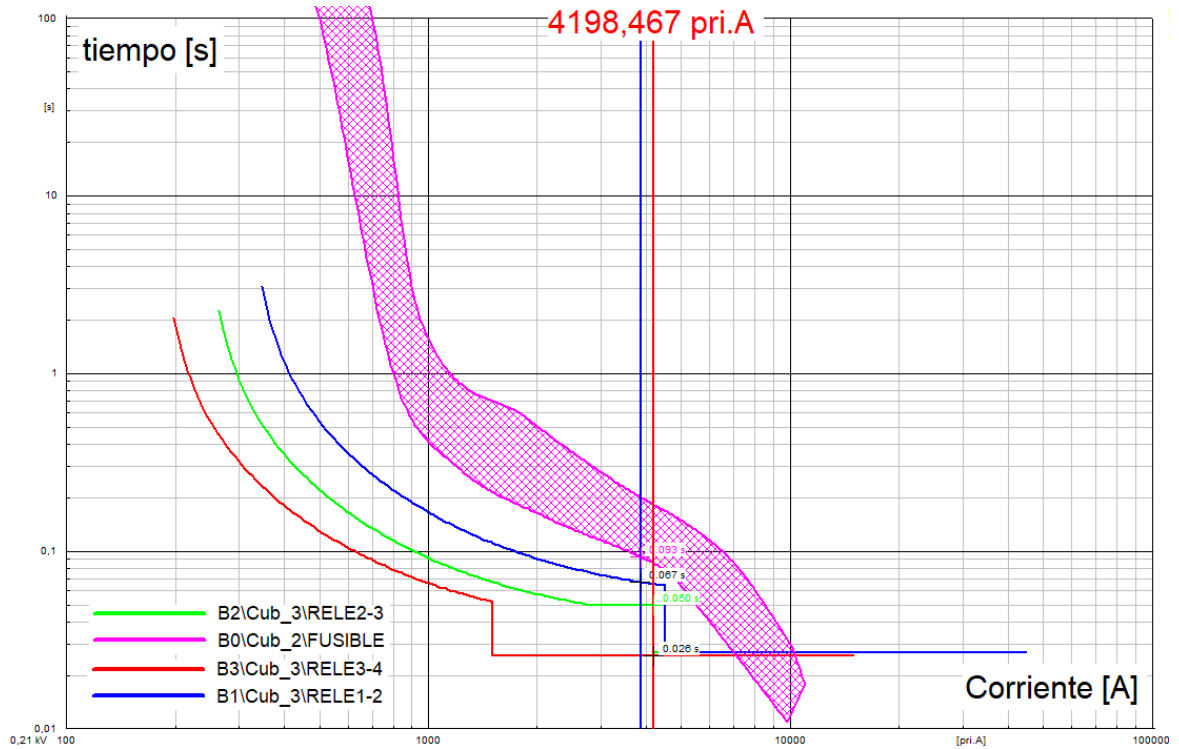
3.4.2 Caso con GD en B2. Para este caso de estudio se incluye un generador distribuido de tipo solar en B2 del sistema como se muestra en la Figura 9, barra que no es directamente afectada por la falla.

Figura 9. Generación distribuida en la barra 2



La gráfica de la Figura 10 muestra que la coordinación es satisfactoria. Una vez ocurrida la falla, cuya corriente subtransitoria esta vez no es únicamente la aportada por la alimentación, pues, la GD también aporta corriente, lo que además de afectar la topología de la red, hace que el nivel de falla cambie conforme se mueve hacia atrás el sistema de coordinación. El relé de las líneas 3-4 y de 2-3 “ven” una corriente de cortocircuito de 4,20 kA, mientras que el último relé y el fusible solo ven la corriente del caso anterior.

Figura 10. Comportamiento de la falla con GD en B2.



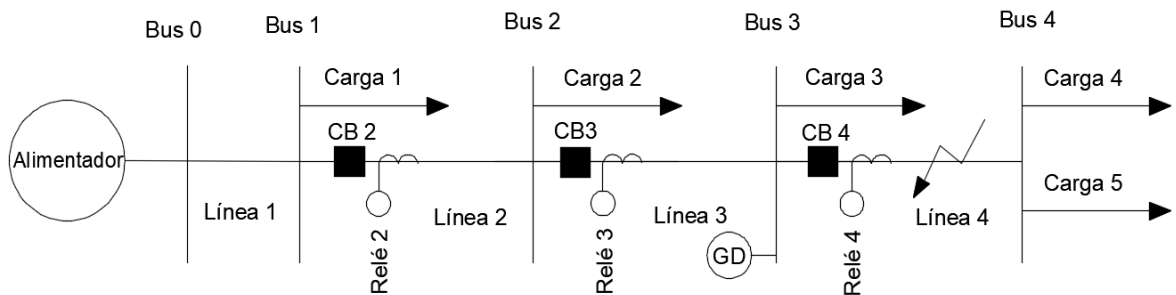
Los relés trabajarían de la siguiente manera:

- El relé más cercano (RELÉ 3-4, rojo): Despeja la falla en 26 [ms], actúa en la zona de instantánea.
- El siguiente relé (RELÉ 2-3, verde): En caso de que el anterior no actuara, actuaría a los 50 [ms] de iniciada la falla.
- El relé más lejano (RELÉ 1-2, azul): En caso de que el anterior no actuara, actuaría a los 67 [ms] de iniciada la falla.
- El fusible (FUSIBLE0-1): El fusible sacaría toda la red en un tiempo entre los 93 y 200 milisegundos.

Por lo que se considera que el sistema, para esta falla, también resulta satisfactorio.

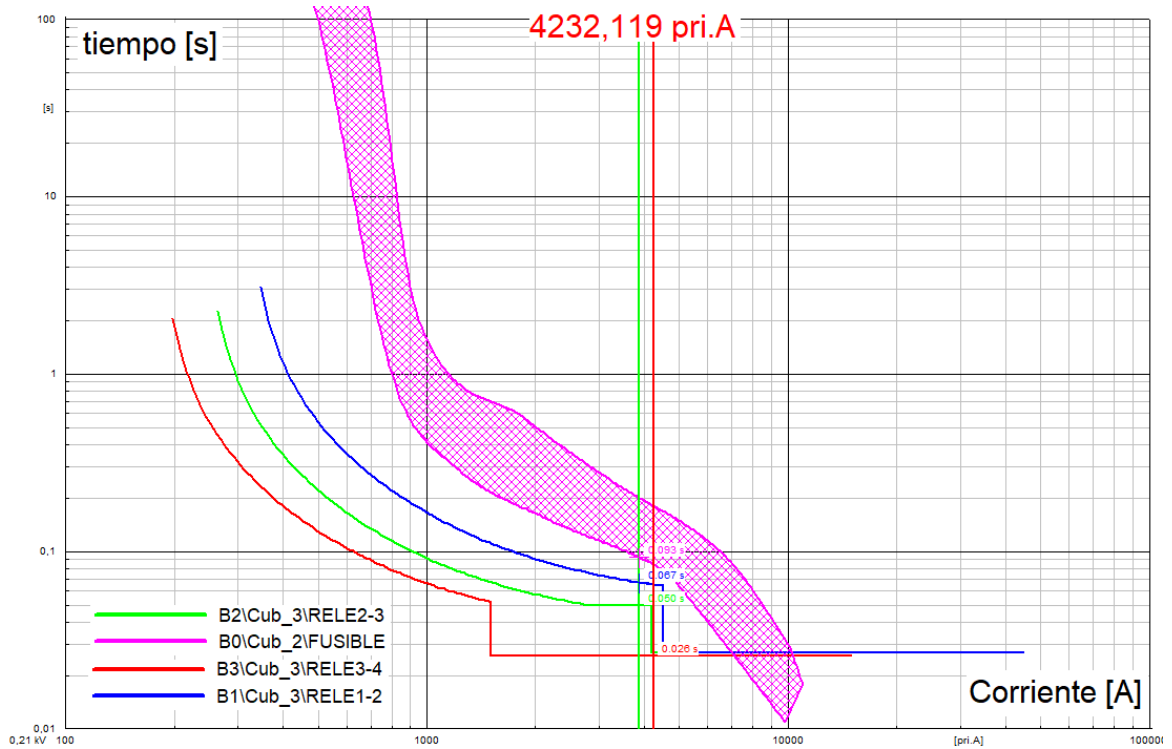
3.4.3 Caso con GD en B3. En este caso, el generador inyecta su energía en la barra 3, directamente afectada por la falla como se muestra en la Figura 11.

Figura 11. Generación distribuida en la barra 3.



La gráfica de la Figura 12 muestra que la coordinación es satisfactoria. Una vez ocurrida la falla a la mitad de la línea, cuya corriente subtransitoria al igual que el caso anterior, no es única, pues, por la aparición del GD, se afecta la topología y el nivel de falla cambia conforme se mueve hacia atrás en el sistema de coordinación. Esta vez, solo el relé en la línea 3-4 “ve” una corriente de cortocircuito mayor, de 4,23 kA, mientras a que los demás elementos los atraviesa una corriente casi idéntica a la del caso base.

Figura 12. Comportamiento de la falla con GD en B3.



Los relés trabajarían de la siguiente manera:

- El relé más cercano (RELÉ 3-4, rojo): Despeja la falla en 26 [ms], actúa en la zona de instantánea.
- El siguiente relé (RELÉ 2-3, verde): En caso de que el anterior no actuara, actuaría a los 50 [ms] de iniciada la falla.
- El relé más lejano (RELÉ 1-2, azul): En caso de que el anterior no actuara, actuaría a los 67 [ms] de iniciada la falla.
- El fusible (FUSIBLE0-1): El fusible sacaría toda la red en un tiempo entre los 93 y 200 milisegundos.

Por lo que se considera que el sistema, para este caso de falla, también resulta satisfactorio, sin cambios significativos respecto al caso base.

3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de las simulaciones usando la herramienta de cómputo PowerFactory 15.1 de DigSILENT, se encontró que la presencia de generadores cerca de las cargas (GD), provoca variaciones en los niveles de falla del sistema como se observa en la tabla #. Estas variaciones dependen de los aportes de cortocircuito de los generadores y su robustez, también de la distancia al punto de falla y desde la subestación eléctrica (S/E).

Tabla 1. Nivel de cortocircuito de la Línea 4 observadas en el caso de estudio.

Caso de análisis	Nivel de cortocircuito [kA]
Sin presencia de GD	3,89
Con GD en B2	4,20
Con GD en B3 (Más cercano a la falla)	4,23

Para el caso de estudio no se presentó ninguna afectación en la coordinación de las protecciones, debido, en buena medida, a que la capacidad de corto circuito de un sistema fotovoltaico es muy limitada, ya que tanto el inversor como el arreglo FV físicamente no pueden aportar las grandes potencias y corrientes para alimentar una falla sólida a tierra. Sin embargo, se aprecia que la inclusión del SFV subió los niveles de falla aguas abajo de su ubicación, aumentando la corriente de cortocircuito en más de 250 A, si bien esto no afectó a la coordinación, en la realidad

podría llevar a exceder los límites de interrupción de corriente de los elementos de protección.

4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN

En este capítulo se presentan 2 herramientas para evaluar el impacto de la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas. La primera herramienta, se encuentra en la sección 4.1 que presenta la evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución radial, para esto se describe el algoritmo de la referencia³² que realiza la evaluación de los índices de confiabilidad. La segunda herramienta, presentada en la sección 4.2 propone un análisis comparativo de dos diferentes parámetros de operación del sistema encontrados en la referencia.³³

Las herramientas descritas a continuación, se evalúan para escenarios con y sin presencia de GD. La Tabla 2 resume las herramientas para la evaluación del efecto de la GD.

4.1 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

En el trabajo de maestría titulado *“IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN”*³⁴, el autor hace mención de un algoritmo que sirve para evaluar la confiabilidad del sistema de distribución con presencia de GD, sin embargo, no se puede cuantificar directamente el efecto sobre las protecciones, pues no muestra en que porcentaje se ve afectada la

³² SÁNCHEZ GONZÁLES, O. Impacto de la generación distribuida en la confiabilidad de redes de distribución. 2012

³³ CAMPUSANO, G. Impacto de la Generación Distribuida en la Operación de la Distribución. 2013

³⁴ SÁNCHEZ GONZÁLES, Op. Cit.

coordinación de protecciones. A continuación, se dará una breve explicación del método utilizado para realizar dicha evaluación, y seguido de esto se resume el funcionamiento del algoritmo implementado.

4.1.1 Método analítico para la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución. Los modelos de simulación analíticos tienen como base el cálculo del impacto de las fallas en cada elemento, dicho impacto es medido por su probabilidad de ocurrencia. Para cada análisis de falla se realiza el cálculo de los índices de confiabilidad y finalmente son sumados todos los encontrados.

Los estados de falla se deben tomar como casos independientes, se asume que una falla es despejada antes de que ocurra otra. Se registra en cada caso el número de consumidores afectados y la duración del evento, entonces, para los cálculos de los índices de confiabilidad en cada estado falla se tiene en cuenta su probabilidad de ocurrencia. A continuación, se describen los pasos a seguir para la evaluación de la confiabilidad:

1. Determinar para un alimentador en particular, la localización de los dispositivos de protección y conmutación, el número de consumidores y la carga interrumpida cuando estos operan en respuesta de una falla. Estos valores son considerados para el resto del análisis.
2. Seleccionar una falla.
3. Evaluar los efectos de interrupción de la falla en todo el alimentador para determinar el dispositivo que interrumpe la falla y las acciones de conmutación que reconfiguran el alimentador y restablecen algunos consumidores.
4. Evaluar la falla por la probabilidad de su ocurrencia.

5. Actualizar los efectos de interrupción de la falla.
6. Repetir los pasos 2-6 hasta que todas las fallas hayan sido simuladas.
7. Calcular los índices necesarios.

Resulta necesario para la implementación del algoritmo tener presente aspectos como estructura y navegación en redes radiales, datos para evaluación de la confiabilidad y reconfiguración del sistema.

La navegación en la red, se da con búsqueda aguas arriba para encontrar fuentes de energía, dispositivos de protección y cuchillas normalmente cerradas, la búsqueda se realiza hacia la fuente de energía; y la búsqueda aguas abajo para encontrar componentes afectados por la falla, puntos de carga, cuchillas normalmente cerradas para aislar la falla y cuchillas normalmente abiertas para restaurar componentes que se encuentren aguas abajo del componente fallado, se realiza la búsqueda alejándose de la fuente de energía.

Para evaluar los índices de confiabilidad, se requieren datos para cada punto de carga y para el sistema en general, como lo son tasa de falla permanente y temporal, tiempo promedio de reparación y conmutación, tasa de mantenimiento y tiempo promedio de mantenimiento.

La reconfiguración del sistema es la acción de apertura de cuchillas normalmente cerradas y cierre de cuchillas normalmente abiertas. Cuando una red está operando de forma normal, se realizan para mejorar las condiciones de operación como reducir pérdidas en las líneas o mejorar la confiabilidad.

4.1.2 Algoritmo para la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución.

El algoritmo realizado para la evaluación de la confiabilidad en lenguaje de programación FORTRAN consta de entrada de datos, búsqueda de elementos, índices orientados al consumidor e índices de energía.

El autor propone para la entrada de datos del algoritmo, el número de elementos, número de niveles y de elementos de la matriz de niveles y de la matriz de conectividad y número de puntos de carga.

La búsqueda de elementos para este algoritmo como se mencionó en la sección 4.1.1 se divide en búsqueda de elementos aguas arriba y aguas abajo. La búsqueda aguas arriba se utiliza para encontrar fuentes, elementos de protección y chuchillas normalmente cerradas. Esta se realiza desde un punto de carga hacia la fuente y debido a que es una red radial, tiene un solo camino hacia la fuente.

La búsqueda de elementos aguas abajo, se realiza alejándose de la fuente y a diferencia de la búsqueda aguas arriba, esta tiene varios caminos. Es por esto que se realiza dentro del algoritmo la creación de un vector auxiliar que ya contiene los elementos de la búsqueda aguas arriba realizada previamente, luego se buscan los elementos de red, que debido a una falla en algún componente pueden interrumpir el servicio, pues para redes radiales los elementos están en serie.

Con los datos obtenidos en la implementación del algoritmo se puede hacer el cálculo de los índices orientados al consumidor caracterizados por ser específicos y reflejar anualmente lo que experimenta un consumidor individual. Los índices obtenidos se muestran a continuación:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Índice promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema. Este índice representa el número promedio de interrupciones sostenidas vistas por un consumidor.

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de la Interrupción del Sistema. Este índice indica el tiempo promedio que un consumidor tiene una interrupción durante un ciclo de tiempo. Generalmente se especifica en números o en horas de interrupción del cliente por periodo de un año.

- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

Índice promedio de la Duración de Interrupción de los consumidores. Representa el tiempo promedio tomado para restablecer el servicio a los consumidores cuando ocurre una falla sostenida.

- CTAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración total de interrupciones a los Consumidores. Este índice representa el tiempo promedio que los clientes experimentan interrupciones quedando sin energía.

- CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción al Consumidor. Con este índice se calcula la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas para los clientes que experimenta interrupciones.

- ASAI (Average Service Availability Index)

Índice Promedio de la Disponibilidad del Servicio. Este índice da la fracción de tiempo que el consumidor tiene energía durante el tiempo de reporte.

- ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema. A diferencia de índice SAIFI, ASIFI usa el valor de la carga interrumpida en lugar del número de consumidores interrumpidos. Así, es una medida del número esperado de veces que la carga es interrumpida durante el intervalo de tiempo especificado.

- ASIDI (Average System Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema. Similar al índice ASIFI, ASIDI está basado en la carga y calcula la duración promedio para la cual la carga es interrumpida cuando ocurre una interrupción sostenida.

A su vez, con los datos obtenidos también se puede realizar el cálculo de los índices de energía, usados para medir la confiabilidad del sistema, los índices ENS y AENS utilizan la información de la carga de número de usuarios y el tiempo de indisponibilidad del servicio. A continuación, se describen los índices mencionados anteriormente.

- ENS (Energy not Supplied Index)

Es un índice que indica la medida de los kWh que no se suministran al sistema en un periodo de un año. Este índice mide la cantidad promedio de energía que no sería entregada a un consumidor debido a una interrupción.

- AENS (Average Energy not Supplied Index)

Es una medida de los kWh que no se suministran en promedio por cliente.

4.2 ANÁLISIS COMPARATIVO

El análisis comparativo tiene en cuenta el sentido del flujo de potencia y el nivel de cortocircuito en las barras y, consiste en modelar la red de estudio (red inicial) de la tesis titulada *“IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA OPERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN”*,³⁵ modelo sobre el cual se aplica un set de contingencias que permiten mostrar los primeros resultados. Luego a la red inicial se incorpora GD y se simula el mismo set de contingencias, obteniéndose 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.

Para el modelo en que se incorpora GD se sugiere realizar las operaciones técnicas de conexión y desconexión de los generadores según lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018³⁶, sobre autogeneración a pequeña escala (hasta un megavatio) y generación distribuida.

4.2.1 Sentido del flujo de potencia (Análisis Cualitativo). Como se mencionó en la sección 3.1, 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.

Para realizar los cálculos de flujos de carga el autor propone el uso del software DigSILENT, siendo estos cálculos para una sola fase de secuencia positiva, simétrica y balanceada.

³⁵ CAMPUSANO, Op. Cit.

³⁶ Creg030-2018

Los generadores distribuidos inyectan una determinada cantidad de potencia dependiendo del recurso que se tenga a disposición. En algunos momentos, el sentido del flujo puede ser igual que en el caso base, esto sucede cuando el consumo más cercano al generador es más grande que lo suministrado por el generador. Por lo que cabe destacar que la simulación será estacionaria y por lo tanto no permitirá visualizar dichos cambios, por lo que el modelo implementado se asume con consumos e inyecciones en régimen permanente.

Una vez realizado el flujo de carga en los escenarios con y sin GD, y conociendo su esquema de protecciones, se analizan las variaciones encontradas, y se da un juicio de qué tan desfavorable es la presencia de la GD.

4.2.2 Nivel de cortocircuito. Debido a que la potencia de cortocircuito en cada nodo se puede ver afectada por el cambio de topología de la red, por conexión o desconexión de generadores y cargas, y teniendo en cuenta además, que en casos de fallo, los generadores conectados pueden contribuir a la corriente de falla, y ya que los equipos de protección han sido diseñados con valores determinados de sobrecarga y rangos de tolerancia, resultaría necesario reajustarlos o redimensionarlos, según convenga, estableciendo también tiempos de operación recomendables.

En este caso, para determinar el cálculo de cortocircuito en la tesis titulada *“ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”*³⁷ se utiliza una de las funciones del software DigSILENT Power Factory que se basa en la norma IEC60909³⁸. La falla simulada corresponde a un cortocircuito trifásico en la barra del

³⁷ SALAZAR, Gabriel Benjamin; CHUSIN, Luis; ESCOBAR, Santiago. Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida. 2015

³⁸ C. E. Internazionale and I. E. Commission. Norma IEC60909. 2001

sistema. Por medio de este cálculo se determina el nivel de cortocircuito y la corriente pico que pasa por el circuito.

La manera de organizar los datos será para los dos casos (con y sin generación distribuida) de la siguiente manera: se hará tabulando el aporte del sistema y de los circuitos ramales a la falla en la barra del sistema y la corriente de falla aguas arriba y aguas abajo ubicando la falla en diferentes nodos.

Después de organizar la información, se procede a comparar los datos obtenidos en los dos escenarios planteados, y según los resultados obtenidos se dará también un juicio de favorabilidad de la inyección de GD al esquema.

Finalmente, dependiendo de los resultados de los análisis realizados para sentido del flujo de potencia y para niveles de cortocircuito, y además conociendo la naturaleza de los equipos de protección, se deberá realizar una evaluación más específica, en la que se indique si el esquema de protecciones debería ser modificado para hacer posible la inyección de GD en la red y que modificaciones implicaría.

4.3 RESUMEN

Como resumen de este capítulo se presenta la Tabla 1 en donde se menciona cada una de las herramientas, su descripción, ventajas y desventajas.

Tabla 2. Comparación de herramientas para evaluar los efectos negativos de la GD en la coordinación de protecciones.

Herramienta	Descripción	Ventajas	Desventajas
Evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución radial	Algoritmo para evaluar la confiabilidad del sistema de distribución con presencia de generación distribuida mediante índices de confiabilidad y de energía.	El usuario únicamente debe ingresar valores, el algoritmo realiza todo el proceso de evaluación.	Al evaluar índices de confiabilidad, nos permite saber si el sistema se encuentra en buenas o malas condiciones, pero no permite evidenciar cuáles son las causas directas de dichos resultados.
Análisis comparativo del sentido de flujo de potencia y nivel de cortocircuito	<p>Modelar una red de estudio inicial sobre el cual se aplican un set de contingencias.</p> <p>Para el sentido de flujo de potencia se analizan las variaciones encontradas y se observan que tan desfavorable es la presencia de GD.</p> <p>Para calcular el nivel del cortocircuito mediante las funciones del software DigSILENT basado en la norma IEC60909.</p>	<p>El resultado permite concluir al interesado en el estudio si el esquema de protecciones debe ser modificado o no.</p> <p>Existe diversidad de software para realizar las simulaciones del SP.</p>	<p>Puede resultar tedioso, pues se debe plantear la simulación con y sin GD, y la comparación se debe realizar en diferentes escenarios de falla.</p> <p>Se debe hacer un análisis bastante minucioso, pues es necesario evaluar cada elemento y nodo de la red.</p>

5. SOLUCIONES PARA CONTRARRESTAR LOS EFECTOS NEGATIVOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

En este capítulo se presentan 4 planteamientos que buscan mitigar efectos negativos de la generación distribuida sobre la coordinación de las protecciones eléctricas. La sección 5.1 explica un método para localización de fallas, contenido en la referencia³⁹ mediante la implementación de métodos basados en el conocimiento, después la sección 5.2 propone en la referencia⁴⁰ la coordinación de relés de sobrecorriente, luego en la sección 5.3 la referencia⁴¹ contempla el caso en que reajustar valores no es suficiente y se añade un relé de potencia inversa, y por último la sección 5.4 abarca una solución que usa el sistema de gestión de microrredes implementada en la referencia⁴². La Tabla 3 presenta un resumen de las soluciones mencionadas anteriormente.

5.1 MÉTODO BASADO EN EL CONOCIMIENTO (MBC) PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

Localizar fallas en sistemas de distribución es de gran importancia para garantizar la calidad del servicio de energía eléctrica, especialmente en relación con la

³⁹ MORA FLÓREZ, Juan José; BEDOYA, Juan C.; MELÉNDEZ, Joaquín. Implementación de protecciones y simulación automática de eventos para localización de fallas en sistemas de distribución de energía. *Rev. Ing. y ...*, 2011. p. 5–14

⁴⁰ BEDOYA TORO, Martha Yessica Vanessa; CADAVID GIRALDO, Felipe. *Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución con Penetración de Generación Distribuida*. 2015. p. 57

⁴¹ SUDHAKAR, B. SARVESH, Op. Cit.

⁴² ZEHIR, M. A. et al., *Mitigation of Negative Impacts of Distributed Generation on LV Distribution Networks through Microgrid Management Systems*. p. 1–6

continuidad del suministro. Para la localización de fallas se usan por lo general métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento.

Los métodos basados en el modelo (MBM), comúnmente usados para la localización de fallas, utilizan el valor RMS del valor fundamental de tensión y de corriente, para estimar la impedancia vista desde la subestación del sistema de distribución hasta el lugar donde se encuentra localizada la falla. Por otra parte, los métodos que aprovechan otro tipo de información se conocen como basados en el conocimiento.

Los métodos basados en el conocimiento (MBC) usan información de las señales de tensión y corriente registradas durante la falla y normalmente requieren 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.

La importancia de los aspectos como continuidad y confiabilidad radica en las políticas de regulación estipuladas por los entes del país, que para el caso colombiano es la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG. En cuanto a la continuidad del servicio existen dos indicadores:

- El índice DES (Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio), que mide el tiempo total durante el cual la energía no es suministrada.
- El índice FES (Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio), que mide el número total de interrupciones del servicio.

5.1.1 Localización de fallas en sistemas de distribución. Para una eficiente implementación de los MBC, es necesaria una gran cantidad de información de fallas ocurridas en los diferentes nodos del sistema. En algunos casos, las empresas distribuidoras de energía no poseen esta información, es por esto que se debe recurrir a simulaciones que permitan obtener una base de datos con registro de fallas.

5.1.2 Desarrollo de un método basado en el conocimiento (MBC) para la localización de fallas. Para lograr la implementación de un MBC para la localización de fallas requiere de un planteamiento metodológico, el documento *“IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES Y SIMULACIÓN AUTOMÁTICA DE EVENTOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA”*⁴³ presenta un análisis de técnicas con las cuales se puede implementar, así como la información que se utilizará para entrenamiento y validación de los MBC.

- Etapas metodológicas

La simulación permite adquirir las medidas que muestra el sistema bajo estado de falla. De allí, se extrae información de las condiciones impuestas sobre el sistema y los resultados de interés, como las señales de tensión y corriente entre otras que se mencionan a continuación. Se requiere luego, conformar una base de datos en la que se encuentre toda la información del sistema bajo diferentes condiciones.

Existen variedad de algoritmos que pueden reproducir el conocimiento a partir de ejemplos. Para ello es necesario un aprendizaje que consiste en presentarle al algoritmo el conjunto de datos de entrada y salida organizados en la base de datos, para el caso que se requiera hacer un aprendizaje supervisado. Por último, existe una etapa de validación en la que se busca comprobar la efectividad del MBC, el

⁴³ MORA FLÓREZ, BEDOYA, MELÉNDEZ, Op. Cit.

error se estima por la comparación entre el valor de salida del algoritmo ante una entrada específica y el valor de salida esperado.

- Información requerida

Aunque la mayor parte de la información que describe al sistema de distribución bajo estado de falla, pertenece básicamente a los registros en el dominio del tiempo de tensión y corriente medidos en la subestación, existe información adicional que es útil para resolver el problema de localización de fallas como lo es el registro de llamadas telefónicas hechas por los clientes informando sobre fallas en la red, la tipificación de la carga y las condiciones climáticas.

La información que permite caracterizar el sistema bajo falla se conoce como descriptores, entre los cuales se tienen la caracterización de los huecos de tensión, análisis de la señal transitoria y análisis de patrones de la corriente de carga.⁴⁴

- Modelado del sistema de distribución y elementos de protección

La herramienta de simulación utilizada es el ATP (Alternative Transients Program), como característica permite crear nuevos elementos mediante una estructura de programación con un lenguaje de código de propósito general, soportado por un conjunto de herramientas de simulación para representación y estudios de las diferentes variables.⁴⁵

Los fusibles son elementos que no necesitan dispositivos adicionales para su correcto funcionamiento y cumplen con la función de relé e interruptor. Son elementos que ofrecen protección, de acuerdo a una banda de característica inversa tiempo contra corriente. Ante una falla en el sistema de distribución, estos elementos actúan solamente una vez por expulsión.⁴⁶

⁴⁴ LEWIS, B. J. and DOMIN, T. J. Protective Relaying Principles and Applications: Principles and Applications. 2000

⁴⁵ MACS, A. Alternative Transient Program RuleBook. 2002. p. 357–411

⁴⁶ LEWIS, and DOMIN, Op. Cit.

5.1.3 Resultados. La simulación del esquema de protección utilizado en los sistemas de distribución mostrada anteriormente, refleja un comportamiento real de los circuitos y permite extraer información importante, que es requerida por las metodologías basadas en el conocimiento para resolver el problema de localización de fallas.

Se han implementado, por medio de la herramienta ATP, modelos para protecciones de sistemas de potencia. Estos modelos pueden ser útiles para diferentes aplicaciones que constantemente involucran dichos elementos.

Este documento es la base para la solución del problema de localización de fallas en sistemas de distribución, ya que de forma automática se ha obtenido la simulación de un sistema de distribución bajo todas las posibles condiciones de falla.

5.2 COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con el propósito de solucionar el problema de la coordinación óptima de relés de sobrecorriente en sistemas con GD los autores de la tesis *“COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”*⁴⁷ presentan dos estrategias basadas en una formulación matemática de problema, las cuales son resueltas en el software de optimización GAMS.

⁴⁷ BEDOYA TORO, CADAVID GIRALDO, Op. Cit.

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.

5.2.1 Metodología propuesta. Las estrategias planteadas 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 como globales y locales. La estrategia global determina los mismos valores de las constantes para todos los relés mientras que la estrategia local permita que cada relé posea valores diferentes. A continuación, se presenta el paso a paso del algoritmo 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.

5.2.2 Resultados. Para verificar la eficiencia de la metodología propuesta los autores emplearon un sistema de distribución con la conexión de un generador distribuido. Los resultados obtenidos para el caso de estudio evidenciaron independientemente de la presencia o no de generación distribuida en el sistema se obtienen similares tiempos de los relés y los tiempos totales (función objetivo). A su vez, se aprecia como los valores obtenidos con la estrategia local presenta menores tiempos totales de operación, pues tiene un mayor grado de libertad al permitir un rango de operación diferente para los valores de las constantes de los relés.

5.3 REDUCCIÓN DEL IMPACTO DE LA GD EN EL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, CON RELÉS DE POTENCIA INVERSA

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 GD, cuando reajustar los equipos existentes no es suficiente, el documento *“REDUCING THE IMPACT OF DG ON DISTRIBUTION NETWORKS PROTECTION WITH REVERSE POWER RELAY”*⁴⁸ propone un Relé de Potencia Inversa (RPR por sus siglas en inglés) para proteger las fluctuaciones de tensión y la condición de potencia inversa.

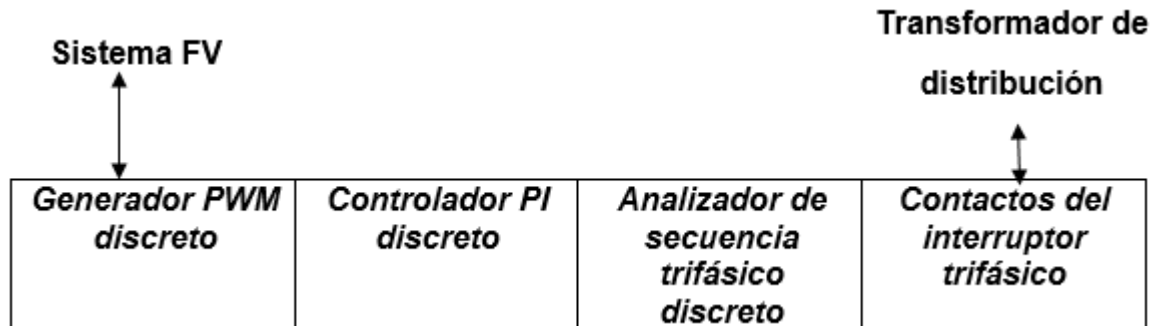
⁴⁸ SUDHAKAR, B. SARVESH, Op. Cit.

5.3.1 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 GD 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.

5.3.2 Operación del relé de potencia. La operación del relé de potencia inversa consiste en un generador PWM discreto que genera voltaje, el cual debe tener igual frecuencia que la red de distribución, un controlador PI discreto debe controlar la magnitud y las 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 magnitud y ángulo de fase.

Si los dos parámetros están dentro de los límites de operación normal de la red, enviará las señales al interruptor de circuito trifásico para mantener cerrados los contactos, en caso contrario, dará las señales para abrir los contactos del interruptor y así desconectar el sistema FV de la red de distribución. En la Figura 13 se muestra el diagrama de bloques del relé de potencia inversa.

Figura 13. Diagrama de bloques del relé de potencia inversa.



Fuente: Tomado de [13]

5.3.3 Resultados. El documento plantea un caso simple, en el que existe una única unidad de GD conectada a la red, y una carga local no lineal, donde se puede observar que, la implementación del relé de potencia inversa es eficiente, pues se plantea un escenario de falla, y las gráficas permiten ver los perfiles de tensión, corriente y potencia antes y después del despeje de la falla, permitiendo notar que, durante la falla, la señal de potencia se invierte, y se generan fluctuaciones en los perfiles de tensión y corriente, y habiéndose realizado el despeje de la falla, la potencia retoma su sentido, y se compensan las fluctuaciones en voltaje y corriente.

5.4 MITIGACIÓN DE LOS IMPACTOS NEGATIVOS DE LA GD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BT A TRAVÉS DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE MICRORREDES

El documento *“MITIGATION OF NEGATIVE IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON LV DISTRIBUTION NETWORKS THROUGH MICROGRID MANAGEMENT SYSTEMS”*⁴⁹ desarrolla un enfoque de gestión energética de

⁴⁹ ZEHIR, M. A. et al., Op. Cit.

microrred para mitigar los impactos de la GD en las redes de distribución de BT. La idea principal es controlar el flujo de potencia activo entre la microrred y la red de distribución controlando la generación local y las cargas flexibles. Es un enfoque impulsado por eventos que toma medidas para evitar posibles problemas de sobretensión y caídas de tensión.

5.4.1 Metodología propuesta. El autor presenta la lógica del proceso mediante un algoritmo. A continuación, se explican los pasos a seguir:

1. Iniciar con la comprobación del voltaje del punto de conexión de la microrred a la red de distribución.
2. Si la magnitud del voltaje está fuera de los límites tolerables (se asume como $\pm 5\%$ para el estudio realizado en⁵⁰ y se puede cambiar de acuerdo con las normas de la red), se considera un problema potencial de sobretensión / bajo voltaje.
3. Durante una condición de bajo voltaje potencial, el objetivo es maximizar la salida de las fuentes de la microrred y reducir la potencia demandada por la utilidad. En caso de generación excedente, puede transferirse a la red de servicios públicos.
4. Si se toman todas las medidas de control y el problema continúa, el sistema espera hasta que se superen los límites críticos (tomados como $\pm 10\%$ para el estudio realizado en⁵¹ y luego la microrred cambia de operación, es decir, se desconecta de la red y empieza a operar en modo aislado o modo isla. Este tipo de gestión puede implementarse en una red de distribución secundaria a través de tecnologías de comunicación inalámbricas y fáciles de implementar, como la transmisión de audio digital (DAB por sus siglas en inglés).

⁵⁰ Ibid.

⁵¹ Ibid

El caso de estudio, se centra en la gestión de la energía durante la interconexión a la red, por lo que no se contempla un análisis de la operación en modo isla.

5.4.2 Resultados. Los resultados para la red simulada, revelan que el sistema de gestión podría mantener el voltaje del Bus dentro de los límites operacionales de $\pm 10\%$ (propuestos por el autor) controlando las cargas y los recursos de la microrred cada vez que la desviación de la tensión del bus exceda la banda de operación del 5%. Esta mejora de voltaje también mantuvo la interconexión entre la microrred y la utilidad.

El estudio mostró que el sistema de administración de energía de microrred propuesto puede usarse a favor de la red. Además del control basado en voltaje, el sistema de administración de microrred también puede tomar medidas para reducir las pérdidas de la red y aumentar la utilización eficiente de la generación a gran escala de las energías renovables.

5.5 RESUMEN

Como resumen de este capítulo se presenta la Tabla 3, en donde se menciona cada una de las soluciones, su descripción, y resultados obtenidos.

Tabla 3. Comparación de soluciones para contrarrestar los efectos negativos de la GD en la coordinación de protecciones.

Solución	Descripción	Resultados
Método basado en el conocimiento (MBC) para la localización de fallas	Los MBC usan información de las señales de tensión y corriente registradas durante la falla, normalmente requiere de gran	Refleja un comportamiento real de los circuitos y permite extraer información importante, que es requerida por las

Solución	Descripción	Resultados
	cantidad de datos de fallas para desarrollar de manera correcta su función.	metodologías basadas en el conocimiento para resolver el problema de localización de fallas.
Coordinación de relés de sobrecorriente en redes	Se presentan dos estrategias basadas en una formulación matemática del problema resueltas en GAMS	Para el caso de estudio se evidencia independiente de la presencia o no de GD similares tiempos de los relés.
Reducción del impacto de la GD en el sistema de protecciones con relés de potencia inversa	Cuando reajustar los equipos existentes no es suficiente, se propone un Relé de Potencia Inversa para proteger las fluctuaciones de tensión y la condición de potencia inversa.	Para una única unidad de GD conectada a la red, y una carga no lineal se observa que la implementación del relé de potencia inversa es eficiente, habiéndose realizado el despeje de la falla, la potencia retoma su sentido, se compensan las fluctuaciones en voltaje y corriente.
Mitigación de los impactos negativos en la GD en redes de distribución a través de sistemas de gestión de microrredes	Se desarrolla un enfoque de gestión energética de microrred para mitigar los impactos de la GD en las redes de distribución de BT. La idea principal es controlar el flujo de potencia activa entre la microrred y la red de distribución controlando la generación local y las cargas flexibles.	El estudio mostró que el sistema de administración de energía de microrred propuesto puede usarse a favor de la red. Además del control basado en el voltaje, el sistema de administración de microrred también puede tomar medida para reducir las pérdidas de la red y aumentar la utilización eficiente de la generación a gran escala de las energías renovables.

6. CONCLUSIONES

Según la bibliografía consultada, los principales efectos de la generación distribuida en la coordinación de protecciones de redes eléctricas son la falta de selectividad y sensibilidad, estos, debido que ante la presencia de GD en la red se presenta un flujo de corriente bidireccional que puede ocasionar fallos en los esquemas de protección tradicionales.

Los estudios de confiabilidad al tomar en cuenta las probabilidades de eventualidad de falla, en los diferentes nodos, y así mismo los tiempos de despeje de falla, permiten considerar que los índices de confiabilidad son parámetros relevantes para evaluar el estado del esquema de protecciones en la red.

La comparación de parámetros de la red con y sin presencia de GD resulta ser la manera más eficiente de visualizar y dimensionar el efecto que la GD puede generarle a la red; para visualizar dichos efectos, específicamente en el esquema de protecciones, es favorable evaluar la dirección de los flujos, y el nivel de cortocircuito en las barras ante diferentes escenarios de falla, realizando además variaciones de las cargas, de la ubicación y magnitud de la potencia inyectada por las fuentes distribuidas, y variación de la cantidad de unidades generadoras en diferentes puntos de la red.

Dependiendo de la magnitud de inyección de potencia por causa de la presencia de GD en la red, las soluciones a los problemas pueden variar, es decir, si la inyección de potencia se considera baja, un reajuste en los equipos de protección existentes puede resultar suficiente para mitigar los efectos negativos, de lo contrario, si la inyección de potencia se considera alta, y dependiendo de las necesidades de la red en cuestión, se deberá 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.

Para el caso estudio, la exigencia de la Resolución CREG 030, de tener una capacidad nominal instalada de GD, del 15% de la capacidad nominal del alimentador, resulta desacertada, pues con una capacidad instalada del 50% de la capacidad nominal del alimentador, no se presentó ninguna afectación en la coordinación de las protecciones, debido a que la capacidad de corto circuito del sistema fotovoltaico simulado es limitada, ya que tanto el inversor como el arreglo fotovoltaico físicamente no aporta grandes potencias y corrientes para alimentar una falla sólida a tierra. Sin embargo, se aprecia que la inclusión del SFV subió los niveles de falla aguas abajo de su ubicación, aumentando la corriente de cortocircuito, si bien esto no afectó a la coordinación de protecciones en el caso de estudio, en la realidad, al contemplar diferentes escenarios de operación de la red, podría presentarse el caso en que se exceda los límites de interrupción de corriente de los elementos de protección.

BIBLIOGRAFÍA

ALCALÁ GONZÁLEZ, D. Coordinación de protecciones en redes eléctricas con generación distribuida. 2016.

ANDERSON, P.; ALEXANDER, P.; APPLE, J.; ELNEWEIHI, A.; HAAS, R. and SWIFT, G. W. Power System Protection. 2006.

BAGHZOUZ, Y. Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation - A Case Study. Proc. 38th Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci., vol. 1, no. C. 2005. p. 66b–66b

BEDOYA TORO, Martha Yessica Vanessa; CADAVID GIRALDO, Felipe. Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución con Penetración de Generación Distribuida. 2015. p. 57

C. E. Internationale and I. E. Commission. Norma IEC60909. 2001.

CAMPUSANO, Guillermo Andrés. Impacto de la Generación Distribuida en la Operación de la Distribución. 2013.

SALAZAR, Gabriel Benjamin; CHUSIN, Luis; ESCOBAR, Santiago. Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida. 2015.

CONCHA, Patricio. Seminario de titulación 'Distribución de la energía eléctrica. Universidad del Bío Bío, 2007. [En línea]. Disponible en: http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/index.html.

Coordinación De Protecciones.

Creg030-2018.

FRANCKE, Alejandro “Curva característica de un fusible,” pp. 2–4, 2014

MORA FLÓREZ, Juan José; BEDOYA, Juan C.; MELÉNDEZ, Joaquín. Implementación de protecciones y simulación automática de eventos para localización de fallas en sistemas de distribución de energía. Rev. Ing. y ..., 2011. p. 5–14

I.t.m. Proyectos. Instalaciones electromecánicas instalaciones eléctricas.” Disponible en: <https://itm-proyectos.es/servicios/instalaciones-electricas-telecomunicaciones/>

KUMPULAINEN, L. and KAUHANIEMI, K. Distributed generation and reclosing coordination. Nord. Distrib. Asset Manag. ..., 2004. p. 1–12

LEWIS, B. J. and DOMIN, T. J. Protective Relaying Principles and Applications: Principles and Applications. 2000.

MACS, A. Alternative Transient Program RuleBook. 2002. p. 357–411

MORALES VALLEJO, Jorge Alberto Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida. 2007. p. 93

TUTA B., Óscar Felipe; HINCAPIÉ I., Ricardo A. Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. no. 49. 2011.p. 14–19

PAPATHANASSIOU, S.; NIKOS, H. and KAI, S. A benchmark low voltage microgrid network. Proc. CIGRE Symp. power Syst. with dispersed Gener., no. April, 2005. p. 1–8.

RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Protección de Sistemas Eléctricos. 2005. p. 664

Schneider Electric, “Manual y Catálogo del Electricista,” Control, pp. 0–3.

SÁNCHEZ GONZÁLES, O. Impacto de la generación distribuida en la confiabilidad de redes de distribución. 2012.

SUDHAKAR, Puladasu; B. SARVESH, Sushama Malaji. Reducing the impact of DG on distribution networks protection with reverse power relay. Mater. Today Proc., vol. 5, no. 1. 2018. p. 51–57

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

ZEHIR, M. A. et al., Mitigation of Negative Impacts of Distributed Generation on LV Distribution Networks through Microgrid Management Systems. p. 1–6.

ANEXOS

Para complementar lo descrito a lo largo del proyecto, se presenta la recopilación bibliográfica literaria en el anexo A; en el anexo B se presenta la clasificación de los fusibles para BT; y, para complementar lo descrito en el capítulo 3, el anexo C muestra los datos del modelamiento de la red de baja tensión simulada.

ANEXO A. Clasificación de la información

La Tabla A.1 representa la clasificación de la información tenida en cuenta para cumplir uno de los objetivos de este proyecto.

Tabla A.1. Clasificación de la información.

Referencia	Tipo de documento	Simulación o implementación	Software	Problema identificado	Aporte
[1]	Libro	No realiza	No aplica	Esquemas de protección en sistemas de distribución.	Texto guía y de consulta para ingenieros del área de las protecciones.
[2]	Artículo de revista científica y técnica	Operación del reconector y fusible con y sin GD, y verificación del reajuste.	Neplan	Elementos de protección presentan pérdida de selectividad y velocidad de disparo.	Reajuste en los valores de los reconectores y fusibles.
[6]	Artículo	Programación lineal de la coordinación de protecciones de un sistema de prueba.	Linprog, del toolbox de optimización de Matlab	El procedimiento de coordinación de relés de sobrecorriente de tiempo inverso en sistemas radiales.	Describir el proceso como un problema de optimización matemática mediante la técnica de programación lineal

Continuación Tabla A.1

Referencia	Tipo de documento	Simulación o implementación	Software	Problema identificado	Aporte
[7]	Capítulo de un proyecto	Ajuste para las protecciones de un sistema en anillo.	Power Tools de SMK 6.0	Discontinuidad del servicio en sistemas de distribución con GD, debido a la mala coordinación de protecciones.	Una guía para realizar la coordinación correctamente.
[10]	Tesis de maestría	Análisis de flujos de potencia en redes con GD.	RADIFLUX 1.0, FORTRAN 90	Impacto de la GD en la red, desde el punto de vista de la confiabilidad.	Desarrollo de un programa para evaluar la confiabilidad en redes de distribución.
[11]	Tesis de maestría	Análisis ante diferentes escenarios de falla	DigSILENT Power Factory 13.2	Desafíos para los ingenieros que pretendan crear un sistema eléctrico eficiente, con presencia de GD en la misma.	Se establece nuevos criterios para la selección de esquemas de protección de sistemas de distribución .
[12]	Artículo académico	Simulación	MATLAB / Simulink	Resolver los problemas ocasionados por la inversión del sentido de flujo de potencia sobre el esquema de protecciones	Implementar un relé de potencia inversa que supervise el flujo de potencia de un generador funcionando en paralelo con otro generador

Continuación Tabla A.1

Referencia	Tipo de documento	Simulación o implementación	Software	Problema identificado	Aporte
[13]	Tesis doctoral	Algoritmo de optimización	Simulación	Los esquemas de coordinación de protecciones aplicados tradicionalmente en las redes eléctricas de distribución falla y experimentan falta de coordinación y un mal funcionamiento en presencia de GD	Implementar un algoritmo de protección de relés de sobrecorriente adaptativo para proteger una red de distribución eléctrica con inyección de GD
[14]	Trabajo de pregrado	Simulación	DigSILENT Power Factory	Prever los conflictos o beneficios que podrían provocar el desarrollo de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).	Implementar un modelo de red con dos alimentadores conectados al sistema para simular el flujo de carga y cortocircuito trifásico. Observar los efectos provocados por este tipo de generación en las redes primarias.
[16]	Tesis pregrado	Análisis del flujo de carga del sistema de distribución de EMELNORTE S.A.	DigSILENT Power Factory	Verificar ahorro económico de las empresas al implementar tecnologías de GD.	Se evidencia los beneficios económicos que la GD representa para las empresas distribuidoras de energía.

Continuación Tabla A.1

Referencia	Tipo de documento	Simulación o implementación	Software	Problema identificado	Aporte
[18]	Artículo de revista científica y tecnológica	Simulación	ATP y MATLAB	Localizar fallas en sistemas de distribución con presencia de GD	Resolver el problema de localización de fallas usando métodos basados en el conocimiento
[19]	Tesis pregrado	Simulación	DigSILENT Power Factory	Coordinar relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de GD	Resolver la coordinación de relés mediante dos estrategias basadas en una formulación matemática de problema, en el software de optimización GAMS.
[20]	Artículo de investigación	Simulación	PSCAD	Estudiar los impactos operacionales negativos en estado estacionario de GD en redes de distribución de BT	Propone una microrred con enfoque de gestión para controlar el flujo de potencia activa entre la microrred y la red de distribución controlando la generación local y las cargas flexibles

Continuación Tabla A.1

Referencia	Tipo de documento	Simulación o implementación	Software	Problema identificado	Aporte
[23]	Artículo científico	Simulación	PSCAD	Analizar el impacto de la GD en la protección del sistema en el reenganche de alta velocidad para fallas simétricas y asimétricas.	Implementar una protección anti- isla rápida y confiable para la operación exitosa del reenganche automático.
[24]	Artículo de conferencia	Simulación	Distribution System Software Package	Determinar el impacto de la GD en la regulación de voltaje y en la protección de sobrecorriente.	Realizar un estudio de viabilidad en la instalación de un sistema fotovoltaico de red de 5 MW en un sistema de distribución local.

ANEXO B. Clasificación de los fusibles de aplicación de BT

La tabla B.1 muestra la clasificación de los fusibles para BT

Tabla B.1. Clasificación de los fusibles de aplicaciones en BT. *Fuente: [5]*

CLASE	CAPACIDAD NOMINAL [A]	TENSIÓN [V]	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD DE RUPTURA [kA]
<i>Clase G</i>	0 - 60	300	Para uso en instrumentos de medidas, equipos electrónicos, etc.	100
<i>Clase H</i>	0 - 600	600	Fusibles encapsulados	10
<i>Clase J</i>	0 - 600	600	Dimensiones físicas menores a las de un fusible clase H. Estos fusibles se clasifican como fusibles rápidos, limitadores de corriente	200 rms simétricos
<i>Clase K</i>	0 - 600	250 y 600	Poseen las mismas dimensiones físicas que los fusibles clase H	50 y 100 -200 simétricos
<i>Clase R</i>	0 - 600	250 y 600	Limitadores de corriente	200 simétricos rms
<i>Clase L</i>	601 - 6000	600		200 efectivos simétricos
<i>Clase T</i>	0 - 600	600	Limitadores de corriente compactos	200 rms simétricos

ANEXO C. Especificaciones de la red de bt simulada

En este anexo se presentan los detalles de modelamiento, las especificaciones generales del sistema de protección usado, también, los resultados del estudio de cortocircuito y la gráfica característica de corriente de falla vs. distancia al alimentador.

1. Especificaciones generales del sistema de la red de distribución

Tabla C.1. Especificaciones del alimentador de la red de BT.

Especificaciones alimentadores red BT					
Elemento	Potencia [kVA]	FP	Conexión	Aporte de COCI [MVA]	Observaciones
SFV	56	0,95	B2 o B3	0,17	Entrega 50 kW a un fp de 0,95 en adelante
RED	112,5	N.A.	B0	3,75	Alimentación del sistema de distribución (BT del transformador)

Tabla C.2. Especificaciones para las líneas de la red de BT.

Especificaciones red de BT para líneas						
Línea	Corriente [A]	R* [Ω /km]	X* [Ω /km]	Conexión	Longitud [m]	Observaciones
1	145X2	0,328	0,141	B0-B1	100	Haz de 2 conductores calibre 2/0 por fase
2	145X2	0,328	0,141	B1-B2	12	Haz de 2 conductores calibre 2/0 por fase
3	145X2	0,328	0,141	B2-B3	12	Haz de 2 conductores calibre 2/0 por fase
4	145X2	0,328	0,141	B3-B4	15	Haz de 2 conductores calibre 2/0 por fase

* Valores por conductor

Tabla C.3. Especificaciones de los tableros de distribución para la red de BT.

Especificaciones red de BT para tableros de distribución				
Tablero	Potencia [kVA]	FP	CONEXIÓN	Observaciones
1	20	0,95	B1	Carga modelada como potencia constante
2	19	0,85	B2	Carga modelada como potencia constante
3	13	0,9	B3	Carga modelada como potencia constante
4	28	0,89	B4	Carga modelada como potencia constante
SG	12	0,83	B4	Carga modelada como potencia constante

2. Especificaciones del sistema de protección de la red de distribución de BT

Tabla C.4. Especificaciones del sistema de protección red de BT.

Sistema de protección					
Nombre	Tipo [ANSI]	I operación [A]	Ik** [kA]	ip-falla* [kA]	Conexión
FUSIBLE 0-1	gL-250 A (adaptado)	267	4,67	7,14	Comienzo línea 1-2
CB1-2	52	210	4,34	6,58	Comienzo línea 1-3
CB2-3	52	155	4,05	6,09	Comienzo línea 2-3
CB3-4	52	117	3,74	5,58	Comienzo línea 3-4
CT1-2	300/5 - 10P20	210	4,34	6,58	Comienzo línea 1-2
CT2-3	300/5 - 10P21	155	4,05	6,09	Comienzo línea 2-3
CT3-4	300/5 - 10P22	117	3,74	5,58	Comienzo línea 3-4
RELÉ1-2	50/51	210	4,34	6,58	Comienzo línea 1-2
RELÉ2-3	50/51	155 [A]	4,05	6,09	Comienzo línea 2-3
RELÉ3-4	50/51	117	3,74	5,58	Comienzo línea 3-4

*Corrientes de falla subtransitoria (Ik") y pico (ip) máximas. Calculadas según la IEC 60909, falla trifásica sólida. con un factor de corrección de 1,01 en el caso base

3. Resultados del estudio de cortocircuito

Tabla C.5. Resultados del estudio de cortocircuito

Estudio de cortocircuito						
BARRA	B0	B1	B2	B3	50% Línea 3-4	B4
Sk''' [kA]	3,61	1,68	1,56	1,46	1,4	1,35
Ik'' [kA]	10,01	4,67	4,34	4,05	3,89	3,74
ip [kA]	24,72	7,14	6,58	6,09	1,40	5,58
Sb	3,61	1,68	1,56	1,46	1,4	1,35
Ik [kA]	10,01	4,67	4,34	4,05	3,89	3,74
Ith [kA]	10,15	4,68	4,35	4,06	3,89	3,74
DISTANCIA A S/E [m]	0	100	112	124	131	139

Figura C.1. Corriente de falla vs. distancia del alimentador.

