



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Daniel Villegas Zapata

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia

2022

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Daniel Villegas Zapata

Trabajo final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Ph.D Ernesto Pérez González

Línea de Profundización:

Protección de sistemas eléctricos de potencia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2022

Dedicatoria

A todas las personas que me han acompañado y apoyado a lo largo de este viaje que es la vida, ya que gracias a ellos soy lo que soy y estoy donde estoy.

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



Daniel Villegas Zapata

Fecha 02/08/2022

Agradecimientos

Todo mi agradecimiento tanto al profesor Ernesto Pérez González y a los compañeros del grupo PAAS por todos los consejos que me brindaron.

A los compañeros del Departamento de Eléctrica y Automática de la universidad Juan David Montoya, Andrés López Valencia, Simón Jaramillo Vásquez y Carlos Césares Cortes, quienes me acompañaron en todo momento a lo largo del tiempo en el que se realizó la maestría y sentaron bases para este trabajo.

Al jurado y miembros de la universidad que participaron en la revisión de este documento. Y mi principal agradecimiento a mi familia, quienes me acompañaron en todo este proceso apoyándome tanto de manera académica como moral y con quienes compartí la mayor parte del tiempo durante el desarrollo de este trabajo.

Resumen

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

En el presente documento se estudia el tiempo de respuesta de dos esquemas de protección eléctrica frente a diferentes escenarios de generación distribuida. Su implementación se realiza en el sistema IEEE de 13 nodos, al cual se le efectuaron modificaciones con la finalidad de simular una red de 13,2kV típica de Colombia. Inicialmente se presenta una parte teórica en la cual se explican las características de las protecciones eléctricas y los principales esquemas de protección implementados para redes de distribución, posteriormente se analizan los casos de estudio y sus consideraciones.

Finalmente, se presentan los resultados de las simulaciones obtenidos para cada uno de los esquemas de coordinación de protecciones seleccionados, teniendo como consideración los períodos de mínima y máxima demanda del sistema, diferentes impedancias de falla que se puedan presentar y los tipos de generación conectados a la red de distribución (generadores sincrónicos y generadores con conexión basada en inversores).

Palabras clave: Generación distribuida, Esquema de protección, Protecciones eléctricas, Redes de distribución.

Abstract

Impacts on electrical protections in radial distribution networks with distributed generation, considering a high penetration of sources based on inverters

This document analyzes the time response of two electrical protection schemes in different scenarios of distributed generation. Its implementation is carried out in the 13-node IEEE system, to which modifications were made in order to simulate a typical 13.2kV electrical network in Colombia. Initially, there is presented a theoretical part in which the characteristics of electrical protections and the main protection schemes implemented for distribution networks are explained, to later analyze the case studies and their considerations.

Finally, the results of the simulations obtained for each of the selected protection coordination schemes are presented, taking into consideration the scenarios of minimum and maximum demand of the system. The different fault impedances that can occur and the types of generation connected to the distribution network are also taken into account (synchronous generators and static generators).

Keywords: Distributed generation, Protection scheme, Electrical protections, Distribution networks.

Contenido

	Pág.
Resumen.....	6
Lista de figuras	10
Lista de tablas.....	12
Abreviaturas.....	14
Introducción	15
1. Protecciones en sistemas eléctricos.....	19
1.1 Características de los sistemas de protección eléctrica	19
1.1.1 Confiabilidad	20
1.1.2 Redundancia	20
1.1.3 Sensibilidad.....	21
1.1.4 Selectividad.....	21
1.1.5 Velocidad	21
1.1.6 Simplicidad.....	21
1.1.7 Economía.....	22
1.2 Principales tipos de protecciones eléctricas	22
1.2.1 Protección de sobrecorriente.....	22
1.3 Elementos de protección de sobrecorriente	23
1.3.1 Cortacircuito (cutout)	23
1.3.2 Fusible	24
1.3.3 Relés con función de protección de sobrecorriente	26
1.3.4 Interruptor o disyuntor	27
1.3.5 Reconectador	28
1.3.6 Seccionalizador electrónico.....	29
1.4 Esquemas de coordinación de protección eléctrica típicos en sistemas de distribución radiales.....	30
1.4.1 Coordinación fusibles	31
1.4.2 Coordinación relés	33
1.4.3 Coordinación reconectores.....	33
2. Metodología de análisis y modelado	36
2.1 Caso de estudio	36
2.1.1 Modificaciones a la red de distribución	37
2.1.2 Modelamiento de los elementos	40
2.2 Escenarios de prueba	43

3. Simulaciones	44
3.1 Esquemas de coordinación de protecciones	45
3.1.1 Esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles	45
3.1.2 Esquema de coordinación de protecciones basado en reconectores	49
4. Análisis de Resultados	51
4.1 Caso Base.....	51
4.1.1 Período mínima demanda.....	51
4.1.2 Período de máxima demanda	53
4.2 Conexión de generación distribuida.....	55
4.2.1 Período mínima demanda.....	55
4.2.2 Período de máxima demanda	64
5. Conclusiones y recomendaciones	73
5.1 Conclusiones.....	73
5.2 Recomendaciones.....	74
A. Anexo A: Características de las protecciones	76
B. Anexo B: Resultados Caso Base.....	78
C. Anexo C: Resultados conexión generador sincrónico	83
D. Anexo D: Resultados conexión generador estático y control de potencia	96
E. Anexo E: Resultados conexión de generador estático y control de tensión ...	109
Bibliografía..	122

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Fiabilidad / Seguridad y Zona Óptima. Tomado de [18].	20
Figura 1-2: Estructura estándar cortacircuitos. Tomado de [21].	23
Figura 1-3: Fusible de potencia SM de S&C. Tomado de [23].	25
Figura 1-4: Característica tiempo/corriente de un fusible 200K (a) y 200 T (b). Tomado de [24].	26
Figura 1-5: Relé de protección de alimentador SEL 351A. Tomado de [26].	27
Figura 1-6: Tipos de TCC's para la operación de los relés de sobrecorriente. Basada en [27].	27
Figura 1-7: Disyuntor montado en poste ZW32-12. Tomado de [28].	28
Figura 1-8: Reconectador ATA ELECTRIC. Tomado de [29].	29
Figura 1-9: Seccionalizador digital Celsa. Tomado de [30].	29
Figura 1-10: Coordinación de dispositivos de protección en serie. Tomado de [20].	30
Figura 1-11: Diagrama de red para coordinación de fusibles. Tomado de [22].	31
Figura 1-12: Curvas TCC de los fusibles del sistema de la Figura 1-11 . Tomado de [22].	31
Figura 2-1: Curva de demanda típica colombiana, sector comercial. Basado en [33].	37
Figura 2-2: Curva de demanda típica colombiana, sector industrial. Basado en [33].	38
Figura 2-3: Curva de demanda típica colombiana, sector residencial. Basado en [33].	38
Figura 2-4: Sistema IEEE de 13 nodos con cargas modificadas conforme al comportamiento del colombiano. Tomado de [34].	40
Figura 3-1: Potencia aparente a la salida de la subestación.	45
Figura 3-2: Zonas para el ajuste de la coordinación de protecciones. Azul (zona 1), amarillo (zona 2), verde (zona 3) y rojo (zona 4).	46
Figura 3-3: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 1, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde) y fusible 30T en nodo 632 (rojo).	47
Figura 3-4: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 2, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), fusible 80T en nodo 632 (dorado) y fusible 15T en nodo 671 (rojo).	47

Figura 3-5: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 3, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), fusible 80T en nodo 632 (dorado) y fusible 30T en nodo 692 (rojo).....48

Figura 3-6: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 4, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde) y fusible 20T en nodo 632 (rojo).....48

Figura 3-7: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en reconectores zona 1, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde) y reconector con ajuste de 50A en nodo 632 (rojo).....49

Figura 3-8: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 2, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), reconector con ajuste a 150A en nodo 632 (dorado) y reconector con ajuste a 25 A en nodo 671 (rojo).49

Figura 3-9: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 3, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), reconector con ajuste a 150A en nodo 632 (dorado) y reconector con ajuste a 50 A en nodo 692 (rojo).50

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1-1: Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño. Tomado de [21].	25
Tabla 1-2: Factor k de ajuste reconectores [22]	33
Tabla 2-1: Cargas modificadas conforme a las curvas de demanda típicas de Colombia. (Basado en [34]).	39
Tabla 2-2: Parámetros de ajuste de los generadores sincrónicos.....	41
Tabla 2-3: Parámetros de ajuste de los generadores estáticos.....	41
Tabla 2-4: Ajuste de protecciones sistémicas para la conexión de generadores al Sistema de Distribución Local (SDL) [40].....	42
Tabla 2-5: Ajuste de protecciones sistémicas para la conexión de generadores basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al Sistema de Distribución Local (SDL) [40].....	42
Tabla 2-6: Ajuste de protecciones sistémicas para la conexión de generadores basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW conectados al Sistema de Distribución Local (SDL) [40].....	42
Tabla 4-1: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 633.	51
Tabla 4-2: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 645.	52
Tabla 4-3: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 675.	52
Tabla 4-4: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 684.	52
Tabla 4-5: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 633.	53
Tabla 4-6: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 645.	53
Tabla 4-7: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 675.	54
Tabla 4-8: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 684.	54
Tabla 4-9: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 633.	56
Tabla 4-10: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 633.....	57
Tabla 4-11: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 645.	58

Tabla 4-12: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 645.	59
Tabla 4-13: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 675.	60
Tabla 4-14: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 675.	61
Tabla 4-15: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 684.	62
Tabla 4-16: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 684.	62
Tabla 4-17: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 633.	64
Tabla 4-18: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 633.	65
Tabla 4-19: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 645.	66
Tabla 4-20: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 645.	67
Tabla 4-21: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 675.	68
Tabla 4-22: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 675.	69
Tabla 4-23: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 684.	70
Tabla 4-24: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 684.	71

Abreviaturas

A lo largo del documento se hará uso de abreviaturas para diferentes términos usados en la literatura relacionada con el tema de estudio y se tendrá claridad de las abreviaturas usadas del idioma inglés, para evitar contradicciones y/o confusiones en la terminología.

Abreviaturas

Abreviatura	Término
AC	Corriente Alterna
AGPE	Autogenerador a Pequeña Escala
CREG	Comisión Reguladora de Energía y Gas
CT	Transformador de Corriente I
DC	Corriente Directa
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DG	Generación Distribuida
EI	Extremadamente Inversa (<i>Extremely Inverse</i>)
ENS	Energía no suministrada
FER	Fuentes de Energía Renovables
FERNC	Fuentes de Energía Renovables No Convencionales
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FLC	Fusible limitador de corriente
HIF	Falla de alta impedancia (<i>High Impedance Fault</i>)
IED	Dispositivo Electrónico inteligente (<i>Intelligent Electronic Device</i>)
LI	Inversa de larga duración (<i>Long Time Inverse</i>)
LIF	Falla de baja impedancia (<i>Low Impedance Fault</i>)
LOC	Perdida de Coordinación (<i>Loss Of Coordination</i>)
MCT	Tiempo Total de Aclaración
MMT	Tiempo Mínimo de Fusión
NI	Inversa Estándar (<i>Normally Inverse</i>)
OC	Sobrecorriente (<i>Overcurrent</i>)
PF	Fusible de Potencia
PV	Fotovoltaico (<i>Photovoltaic</i>)
PT	Transformador de tensión
SDL	Sistema de Distribución Local
TCC	Característica de tiempo contra corriente (<i>Time Current Characteristic</i>)
UP	Potencia no atendida
VI	Muy inversa (<i>Very inverse</i>)

Introducción

Debido a la creciente implementación de las fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC) como lo son la generación eólica y solar, implementables tanto a pequeña como gran escala, incentivadas no solo por los beneficios ambientales sino también como una oportunidad de diversificar la matriz energética de algunos países cuya generación se realiza principalmente a base de combustibles fósiles, es importante conocer los efectos generados por estos sistemas en los sistemas eléctricos [1]. Esto se debe a su forma de conexión con el sistema eléctrico, con la posibilidad de conducir comportamientos en el sistema que alteren el funcionamiento adecuado de algunos dispositivos eléctricos como lo son las protecciones eléctricas [2]–[6].

Conforme a lo analizado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se prevé que para el año 2030 un 20% de la demanda sea cubierta por generación eólica tanto a pequeña como a gran escala, analizando también los impactos económicos que tendrían estas tecnologías para el país [7]. Otro ejemplo de este interés por conocer cómo será el impacto de las FERNc en los sistemas de potencia eléctrico es expuesto por Zainab Hisham, quien analizó el comportamiento de las protecciones eléctricas de distancia y sus ajustes de zonas al momento de presentarse una falla en el sistema eléctrico de Malasia considerando una penetración de 50MW de generación fotovoltaica [8].

Con base a las tendencias presentadas por la incursión de las FERNc, es importante conocer la forma en que se ve afectado cada uno de los sistemas de protecciones eléctricas instalados actualmente tanto a pequeña como a gran escala (considerando pequeña escala las redes de distribución y microrredes, y gran escala los sistemas de transmisión). De acuerdo con la IEEE 1547 [9], a un Recursos Energéticos Distribuidos (DER) se le permite conectarse a la red de distribución, pero en caso de una falla se requiere su desconexión, esta acción puede ser realizada en sistemas cuando la

Generación Distribuida (DG) es pequeña, pero en casos donde la penetración de la DG es muy grande se pueden generar diversos efectos a la red principal, como lo son:

- **Flujos de potencia bidireccionales:** En los sistemas radiales el flujo de potencia de distribución es unidireccional, partiendo desde la fuente (subestación) hasta las cargas (usuarios). La implementación de diversas DER's en las redes de distribución puede causar que los flujos de potencia ya no sean direccionales, lo cual afecta la eficacia de los esquemas de coordinación de protecciones [1], [10], [11].
- **Baja capacidad de corto circuito:** Las DER's que emplean dispositivos basados en electrónica de potencia para su conexión (inversores DC/AC, convertidores AC/AC), presentan una corriente de falla limitada [12]. Por lo tanto, los relés convencionales de sobrecorriente no presentan la sensibilidad requerida para asegurar la correcta operación frente a una falla [6], [13].
- **Suministro intermitente:** Las Fuentes de Energía Renovables (FER) como lo son la fotovoltaica y la eólica presentan una intermitencia en el suministro de energía, por lo cual, si no se presentan dispositivos de almacenamiento en estas fuentes de DG pueden afectar el funcionamiento del sistema [12], [14].
- **Baja Inercia:** En los sistemas tradicionales de potencia, los generadores presentan una gran inercia. Por otro lado, las FERNC cuentan con una generación más dispersa y tamaños de generación reducidos que no aportan mucha inercia al sistema. La baja inercia puede resultar en desviaciones de la frecuencia en caso tal que el sistema donde está la DG pueda operar de manera aislada (tipo microrred) [9], [12].
- **Problemas de estabilidad:** Se pueden presentar oscilaciones locales como resultado de interacción entre el control de los generadores en condiciones donde el sistema pueda funcionar como una red aislada [12], [15].

Conforme a lo mencionado anteriormente, la incursión de fuentes de generación que implementen inversores han introducido nuevas dinámicas transitorias en los sistemas de potencia eléctrica al momento de presentarse fallas, por lo cual, se aprecia el

comportamiento de las variables eléctricas al emplear estos sistemas discrepe con respecto al comportamiento implementando únicamente máquinas sincrónicas [2]–[4].

Por otra parte, conforme a las estrategias de control y conexión topológica empleadas al utilizarse estas tecnologías, los sistemas podrán tener condiciones donde se presentan estados de aislamiento de áreas en el sistema [4]. Adicionalmente, las magnitudes de corto circuito no se comportan de manera similar a cuando se usan fuentes de generación convencional, por lo tanto, su valor puede llegar a ser cercano al de la corriente nominal del sistema, ocasionando problemas en su detección [2], [6], [16].

Por lo tanto, con la finalidad de disminuir la operación inadecuado de las protecciones eléctricas de sobrecorriente, es importante conocer los efectos provocados por las fuentes de generación distribuida con alta penetración de generadores conectados por medio de inversores a las redes y como sus modos de control afectan a los esquemas de coordinación de las protecciones.

Teniendo en cuenta el problema propuesto en este trabajo final de maestría, se plantearon los objetivos generales y específicos.

El objetivo general propone evaluar los efectos producidos en dos esquemas de protecciones eléctricas en redes de distribución con generación distribuida, al emplearse fuentes basadas en inversores, considerando una la topología radial en el sistema y los modos de control de las fuentes basadas en inversores.

Y los objetivos específicos se dividen en tres partes

- Identificar los principales esquemas de protección en sistemas de distribución radiales con generación distribuida.
- Implementar un modelo de red de distribución que incluya los modelos dinámicos de inversores con diferentes modos de control.
- Establecer el efecto de la generación distribuida en los diferentes esquemas de protección analizados.

En este trabajo se analiza el tiempo de respuesta de dos de los principales esquemas de protecciones eléctricas empleados en los sistemas de distribución en la actualidad, considerando el impacto provocado por una alta penetración de generación distribuida basada en inversores en el sistema. Por otra parte, se tiene en cuenta que no se diseñaran los modelos de las fuentes de generación eléctrica basadas en inversores y elementos como cargas eléctricas, líneas de distribución, entre otros. Por tal motivo, para estos elementos se emplean los modelos encontrados en la literatura o proporcionados por el programa de computación utilizado.

Así mismo, este documento se compone por 4 capítulos de contenido, donde en el capítulo 1 se enfoca en describir las características principales de los sistemas de protección eléctrica en los sistemas de distribución, los equipos relacionados y los principales esquemas empleados en la actualidad. En el capítulo 2 se exponen los modelos empleados para las simulaciones y las consideraciones tenidas en el sistema seleccionado. El capítulo 3 tiene como objetivo dar claridad de los escenarios de simulación y en capítulo 4 se exponen los resultados de cada uno de los escenarios simulados.

1. Protecciones en sistemas eléctricos

Las protecciones en los sistemas eléctricos juegan un papel fundamental, al ser respaldo de una red en caso de una contingencia por factores externos a la red, como lo son el caso de las descargas atmosféricas. Los elementos de los sistemas de protección detectan estas condiciones anómalas en el sistema eléctrico de potencia, e inician acciones correctivas para retornar el sistema a su estado de operación normal, por lo cual su rapidez de respuesta es uno de los elementos esenciales. Por consiguiente, la respuesta de estos sistemas debe ser automática, de rapidez y debe causar la mínima cantidad de usuarios desconectados en el sistema eléctrico de potencia [17].

El tener dispositivos de protección funcionando adecuadamente aseguran el aislamiento eficiente de posibles fallas presentadas en el sistema en el menor tiempo posible. De esta manera, en este capítulo se hace una introducción básica de los diferentes conceptos usados en el diseño de los esquemas de protección, sus características, fundamentos de operación y dispositivos empleados, tomando como foco principal los sistemas radiales de distribución.

1.1 Características de los sistemas de protección eléctrica

Un esquema de protección de un sistema eléctrico de potencia debe reunir diversas características ante los eventos de falla, pero sin ser complejo ni con altos costos de implementación. A continuación, se describirán las características básicas que deben cumplir estos sistemas.

1.1.1 Confiabilidad

Se refiere a la capacidad de que se ejecute una función bajo unas determinadas condiciones en un intervalo de tiempo establecido [18] y consta de 2 componentes:

- **Fiabilidad:** Es la probabilidad o grado de certeza de la adecuada operación del sistema de protecciones en los tiempos esperados [18].
- **Seguridad:** Hace referencia al grado de certeza de que el sistema de protecciones no opere de manera inadecuada (No opere cuando no le corresponda funcionar y en caso de fallas y/o eventos en el sistema, opere acorde a los tiempos establecidos de manera apropiada) [18][17].

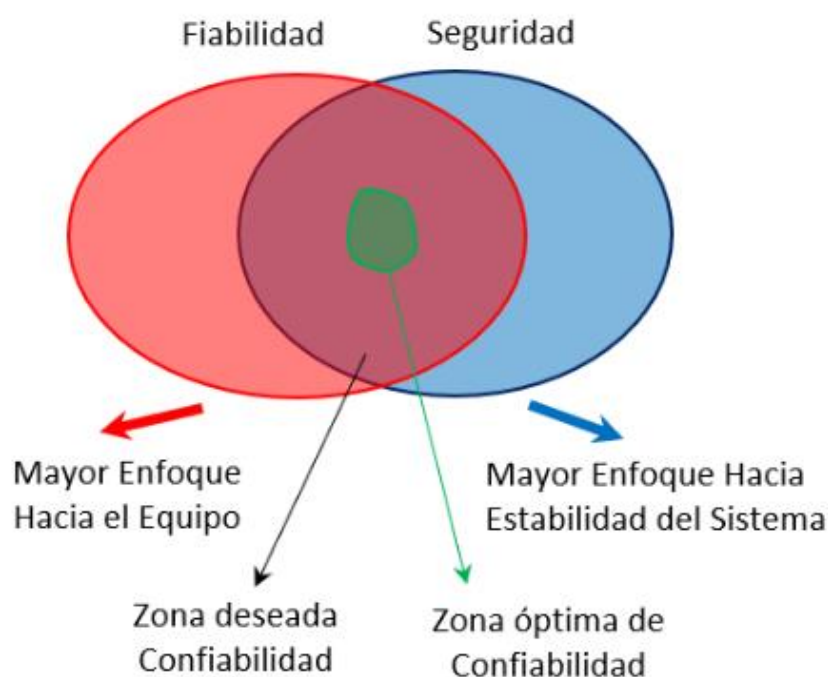


Figura 1-1: Fiabilidad / Seguridad y Zona Óptima. Tomado de [18].

1.1.2 Redundancia

Ligado a la fiabilidad del sistema de protecciones, permite asegurar la operabilidad cuando se presente una falla en uno de los componentes del sistema de protecciones. Conforme al *Power System Relaying and Control Committee (PSRC)* la redundancia es “la existencia de más de una forma de llevar a cabo una función dada” [19].

Es de aclarar, en cuanto a la redundancia no es lo mismo que duplicidad de elementos, un ejemplo de esto sería cuando dos equipos de protección reciben la misma señal de un transformador de medida, no hacen al sistema de protecciones redundante, ya que si falla el transformador de medida se afecta el funcionamiento de los dos equipos de protección [18].

1.1.3 Sensibilidad

Consiste en la capacidad del sistema de protección para detectar la falla o evento productor de una condición anómala en el sistema [18] y se puede ver afectada ante corrientes de falla pequeñas, por lo tanto, el sistema debe ser capaz de diferenciar los flujos de corriente normales de la red de los de las fallas y/o eventos [20].

1.1.4 Selectividad

Se refiere a la capacidad del sistema de protecciones eléctricas de desconectar únicamente el elemento con problemas y/o que detengan secuencialmente la condición anómala del sistema de potencia eléctrica desconectando la mínima cantidad de elementos [18].

1.1.5 Velocidad

Describe el tiempo oportuno de despeje de la falla y/o evento anómalo cuando ocurre en el sistema eléctrico de potencia considerando la minimización del daño de los equipos [18]. Hay que considerar ocasiones en las cuales una velocidad muy alta, produce un incremento en el número de operaciones indeseadas, por tal razón, aunque es deseable que los sistemas de protecciones operen lo más rápido posible, se recomienda analizar si el esquema de protecciones estará sometido a transitorios tolerables o intolerables a la hora de determinar la velocidad del sistema de protección [20].

1.1.6 Simplicidad

Un sistema de protección eléctrico debe mantenerse lo más simple posible y con el mínimo de elementos necesarios para cumplir su función (únicamente los elementos indispensables); cada unidad o componente que se le agrega puede ser un punto de falla

potencial en el sistema de protección, sin contar de que puede generar un incremento en la operación y mantenimiento del sistema [20].

1.1.7 Economía

A la hora de diseñar y ejecutar un sistema de protección eléctrica, es fundamental establecer la máxima protección por el mínimo de costo, un sistema de protección más económico puede no ser el más confiable, y por otro lado, un sistema de protecciones con costos más elevados (considerando inversión inicial) ser más económico al considerar los costos que acarrea una acción incorrecta de las protecciones [20].

1.2 Principales tipos de protecciones eléctricas

Aunque existen diferentes tipos de protecciones eléctricas que se pueden instalar en los sistemas eléctricos de potencia y las redes de distribución, como lo son las protecciones diferenciales, de sobrecorriente direccional y no direccional, de distancia, entre otros [20], [21]. El foco de este trabajo son los elementos con operación basada en el principio de sobrecorriente no direccional, al ser este tipo de protección la más empleada en los esquemas eléctricos para redes de distribución tradicionales [22]. Por lo tanto, en esta sección se describen las características principales de las protecciones que se analizan en esta tesis.

1.2.1 Protección de sobrecorriente

Es el sistema de protección eléctrico más antiguo, sencillo, económico y relativamente confiable, el cual basa su funcionamiento en las magnitudes de las corrientes durante la falla y/o evento anómalo en el sistema, en tanto que los niveles de corriente elevados en un sistema eléctrico de potencia generalmente son causados por estos eventos. Entre los tipos más comunes de protecciones empleados en líneas y transformadores en los sistemas de distribución se tienen los fusibles y los reconectores [21].

Los dispositivos con principio de sobrecorriente para su funcionamiento pueden basar su funcionamiento en una operación instantánea, con un retardo fijo o un retardo dependiente de una curva de característica de tiempo contra corriente (TCC) y su operación puede no

ser muy precisa en el borde de la zona de protección. Por lo que su operación ante una falla en la frontera o cercana a esta puede generar funcionamientos inadecuados de este tipo de protecciones. También el tener dos de estos elementos de protección muy cercanos entre sí pueden generar problemas para ajustar sus sensibilidades y que se traduciría en su mal funcionamiento [20].

1.3 Elementos de protección de sobrecorriente

1.3.1 Cortacircuito (cutout)

También son conocidos como cuchillas fusibles o caja primaria. Son dispositivo utilizado para proteger ramales o derivaciones, así como transformadores de distribución. Su funcionamiento se basa en la apertura del dispositivo provocada por la circulación de corriente elevada (cortocircuito o sobrecarga). Consta principalmente de un soporte aislante, tubo portafusible y fusible [21], [22].

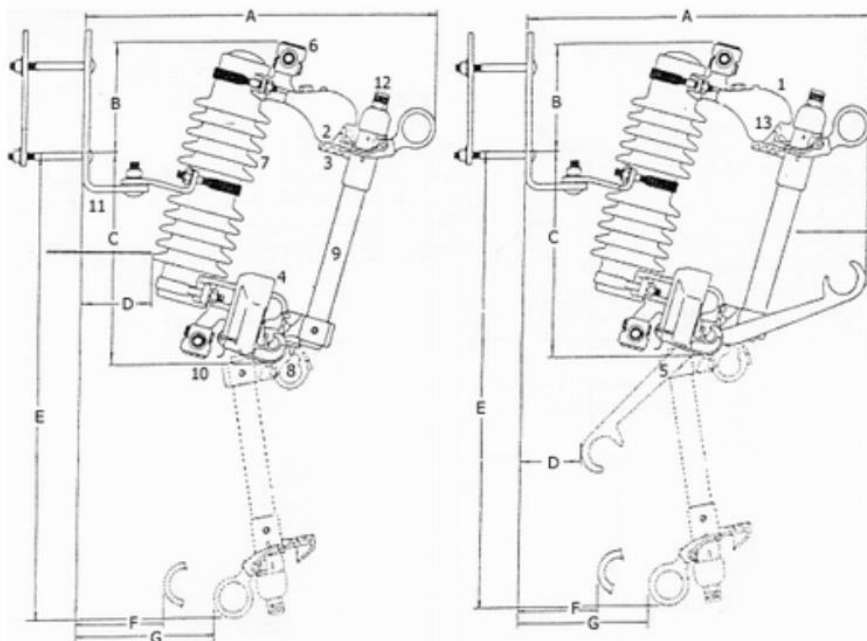


Figura 1-2: Estructura estándar cortacircuitos. Tomado de [21].

1.3.2 Fusible

Es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de sistemas de distribución, cuya función es interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente de falla pasa por cero [22].

Los fusibles se pueden clasificar como:

- **Fusible de expulsión:** Fusible ventilado con efecto de expulsión de los gases producidos por el arco interno, por su cuenta o con la ayuda de otros mecanismos, provoca la interrupción de la corriente. Un fusible de expulsión no es limitador de corriente y, por consiguiente, limita la duración de una falla en el sistema eléctrico, no la magnitud [22].
- **Fusible de potencia (PF):** Fusible generalmente utilizado en aplicaciones trifásicas en subestaciones o celdas donde se suministra gran cantidad de energía a un sistema de distribución o alguna instalación que requiera grandes cantidades de energía y propiedades dieléctricas altas para todos los equipos [22].
- **Fusible dual:** Fusible compuesto por dos elementos fusibles conectados eléctricamente en serie, contenido en un cuerpo fusible común que simultáneamente protege contra cortocircuitos y contra sobrecargas [22].
- **Fusible limitador de corriente (FLC):** Fusible diseñado para interrumpir corrientes en un rango de corriente ya limitado, el cual reduce el nivel de falla a niveles sustancialmente bajos obtenidos del mismo circuito tal como si dicha porción fuere reemplazada por un conductor sólido de impedancia comparable [22].

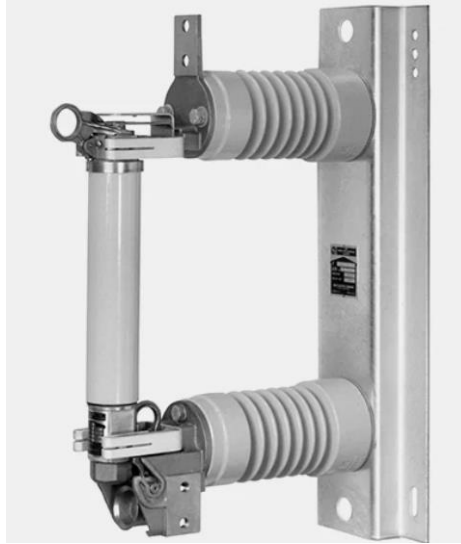


Figura 1-3: Fusible de potencia SM de S&C. Tomado de [23].

La selección de los fusibles de distribución depende de la filosofía de protección que aplique al sistema, por lo general, los fusibles tipo K (rápidos) se seleccionan para coordinar con los reconectadores permitiendo desconectar el sistema de manera más rápida que los tipo T (lentos), por otro lado, los tipo T soportan corrientes transitorias mayores, por lo cual coordinan mejor con otros fusibles [21].

Tabla 1-1: Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño. Tomado de [21].

Fusible de alta descarga	Corriente continua (A)	Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T nominal	Corriente continua (A)
1 H	1	25	25	6	9	40	60*
2 H	2	30	30	8	12	50	75*
3 H	3	40	40	10	15	65	95
5 H	5	50	50	12	18	80	120+
8 H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
N Nominal		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

* Solo cuando es usado en coracircuitos de 100 o 200 Amperios.

+ Solo cuando es usado en cortacircuitos de 200 Amperios.

Lmitado por corriente de régimen continuo del cortacircuito.

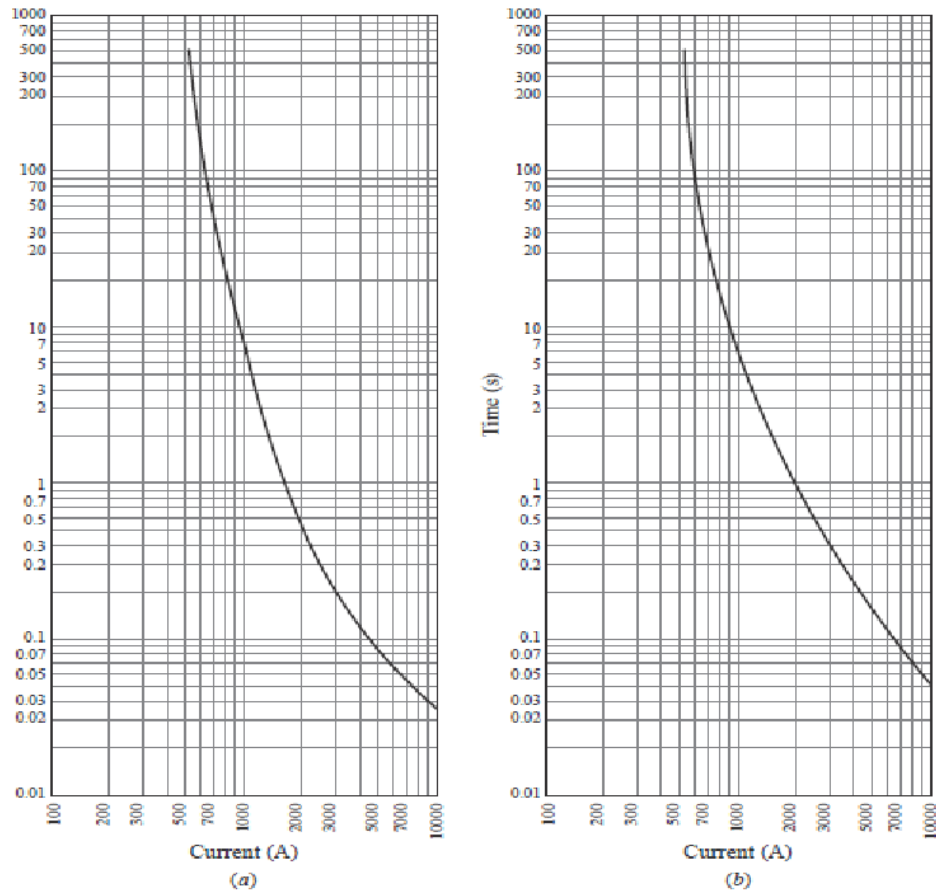


Figura 1-4: Característica tiempo/corriente de un fusible 200K (a) y 200 T (b). Tomado de [24].

1.3.3 Relés con función de protección de sobrecorriente

Dispositivo lógico cuya función es la comparación de una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Si los valores de entrada se desvían de la referencia por encima de un valor de ajuste entonces se realiza una acción como disparo (apertura), cierre o alarma [22]. A los relés digitales en las subestaciones actualmente también se los llaman dispositivos electrónicos inteligente (IED), siendo los IED's capaces de desempeñar la función de uno o varios equipos de protección [25].



Figura 1-5: Relé de protección de alimentador SEL 351A. Tomado de [26].

En la función de protección de sobrecorriente, según la necesidad que tenga el sistema, se puede realizar un ajuste en su curva TCC (Inversa (NI), Muy Inversa (VI), Extremadamente Inversa (EI) e Inversa de Larga Duración (LI)) lo que proporciona ventajas al momento de realizar la coordinación con otros equipos de protección sin perder selectividad u operar de manera instantánea [20].

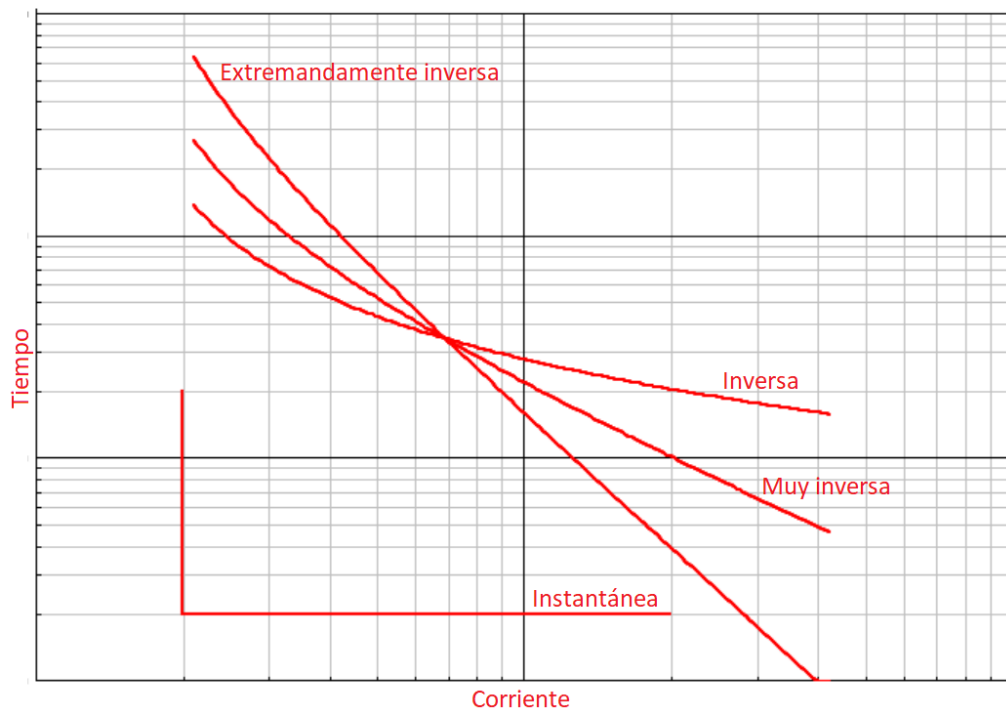


Figura 1-6: Tipos de TCC's para la operación de los relés de sobrecorriente. Basada en [27].

1.3.4 Interruptor o disyuntor

Es un dispositivo de funcionamiento automático diseñado para proteger un circuito eléctrico de los daños causados por el exceso de corriente de una sobrecarga o cortocircuito. Su función básica es interrumpir el flujo de corriente después de recibir la señal de detección de falla desde el dispositivo relé. A diferencia de un fusible, que

funciona una vez y luego debe reemplazarse, un interruptor puede restablecerse (manual o automáticamente) para reanudar el funcionamiento normal [22].



Figura 1-7: Disyuntor montado en poste ZW32-12. Tomado de [28].

1.3.5 Reconector

Dispositivo interruptor de fallas con capacidad para censar sobrecorrientes, interrumpirlas y realizar recierres de manera automática un número de veces predeterminado, con el objeto de despejar fallas temporales y evitar así la apertura prolongada de una línea ante una falla de esta naturaleza, lo cual impide que algunos sectores permanezcan sin energía cuando la falla no lo amerita. En general, los reconectores se clasifican tomando en cuenta si estos van a ser utilizados en sistemas monofásicos o trifásicos, si se van a controlar por medios hidráulicos o electrónicamente y por su tipo de medio de interrupción (vacío, aceite o SF6) [22].



Figura 1-8: Reconectador ATA ELECTRIC. Tomado de [29].

1.3.6 Seccionalizador electrónico

Dispositivo encargado de la desconexión automática de secciones en falla de un sistema de distribución eléctrico, normalmente es empleado en un sitio junto con un equipo de protección. El seccionalizador, cuenta las operaciones del equipo de protección después de detectar una condición de falla. Después de un número seleccionado de aperturas del equipo de protección asociado y cuando éste está abierto, el seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea. No poseen capacidad de interrumpir corrientes de falla [22].

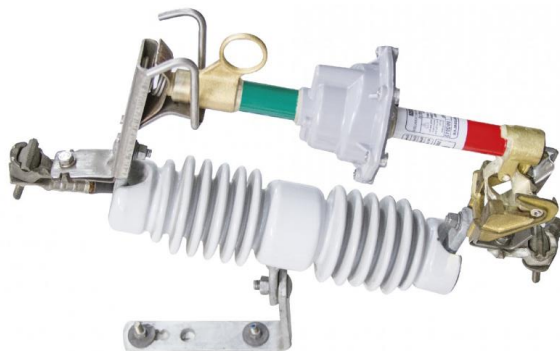


Figura 1-9: Seccionalizador digital Celsa. Tomado de [30].

1.4 Esquemas de coordinación de protección eléctrica típicos en sistemas de distribución radiales

La coordinación de protecciones es una ciencia que ha estado muy ligada al mundo de la práctica y muy regida por la filosofía de las empresas prestadoras de servicio de energía, sus preferencias en la operación y los requerimientos propios de cada uno de los sistemas [22].

Conforme a que los sistemas de distribución comúnmente son radiales, la coordinación de las protecciones se debe realizar de modo que los dispositivos de protección estén conectados en cascada o en serie. Si dos o más dispositivos comparten zonas de protección, el dispositivo con ubicación más cercana a la fuente de alimentación se lo conocerá como dispositivo de respaldo o protegido y los más alejados de la fuente se lo conocerá como el protector [20]

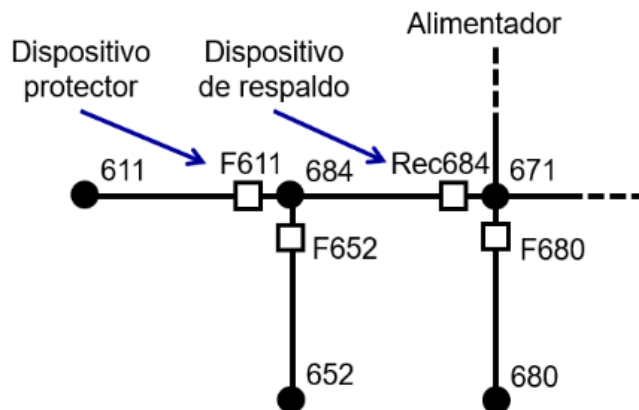


Figura 1-10: Coordinación de dispositivos de protección en serie. Tomado de [20].

Un aspecto que no se puede olvidar a la hora de realizar la coordinación de protecciones es la selectividad. En el funcionamiento del sistema de potencia se pueden presentar transitorios en la red que pueden ocasionar la operación de las protecciones sin ser necesariamente eventos de la red que se requieran despejar, como lo pueden ser sobrecargas de corto tiempo, sobretensiones inducidas, corrientes de puesta en marcha de cargas en frío, corrientes por energización (Inrush), entre otros [20].

1.4.1 Coordinación fusibles

- Coordinación Fusible–Fusible (Expulsión):** Se basa en la coordinación de las curvas TCC propias de cada tipo de fusible. Una curva TCC muestra el tiempo requerido para que un fusible se funda o aisle un circuito con respecto a la corriente que lo atraviesa. Una regla considerada por las empresas que operan los sistemas de distribución para la coordinación de fusibles es que *“el tiempo de aclaración del fusible que sirve de protección principal no debe ser superior al 75% del tiempo de fusión mínima del fusible de respaldo”*. Esto logra la coordinación apropiada, previniendo el daño del fusible de respaldo por cambios de temperatura y condiciones de precarga. En la Figura 1 se presenta el diagrama unifilar de un alimentador A y dos ramales B y C protegidos todos con fusibles tipo T [22].

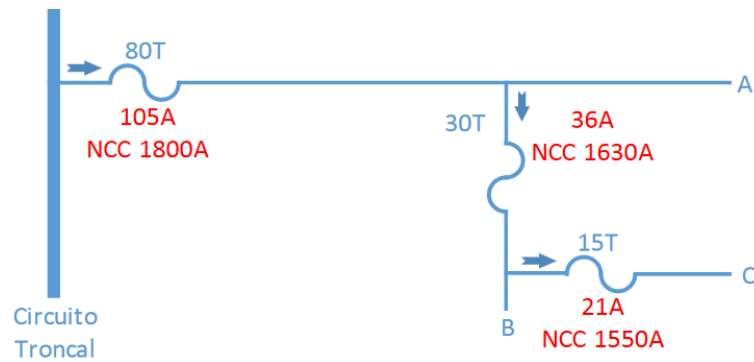


Figura 1-11: Diagrama de red para coordinación de fusibles. Tomado de [22].

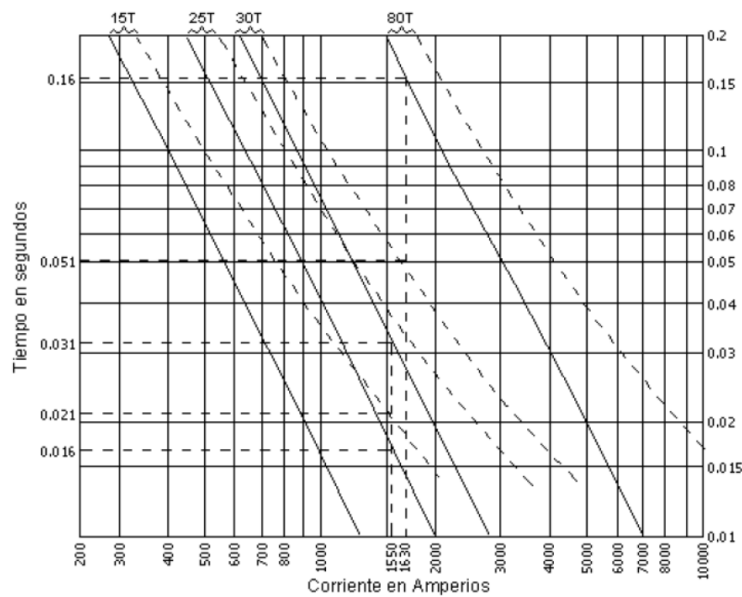


Figura 1-12: Curvas TCC de los fusibles del sistema de la Figura 1-11. Tomado de [22].

-
- **Coordinación Fusible Limitador–Fusible Limitador:** Al igual que en la coordinación con fusibles de expulsión, el fusible FLC encargado de actuar como protección principal deberá aclarar la corriente máxima de falla en su localización antes de que el fusible de respaldo se vea afectado. En este sentido, se deben considerar dos referencias de tiempo. Si el tiempo está por encima de 0,01 segundos, para prevenir daños en el fusible de respaldo, el tiempo total de aclaración (MCT) de la protección principal debe ser menor que el 75% del tiempo mínimo de fusión (MMT) del fusible de respaldo para todas las corrientes hasta la corriente máxima donde está localizado el fusible que actúa como protección principal. Si el tiempo está por debajo de 0,01 segundos, la coordinación tiene que ser evaluada ya que con altas corrientes de falla los fusibles limitadores son capaces de interrumpir en menos de 0,01 segundos, lo cual es inferior a lo mostrado por las curvas TCC de los fusibles. Si la curva TCC de los fusibles no se interceptan por encima de los 0,01 segundos, la coordinación de los fusibles debe evaluarse a través del uso de las curvas de energía I^2t y para una adecuada coordinación el 75% de la energía mínima I^2t del fusible de respaldo debe ser mayor que la energía máxima I^2t del fusible principal [22].
 - **Coordinación Fusible Limitador-Fusible de Expulsión:** Este método de protección es empleado con el fin de permitir que fallas de baja magnitud de corriente sean despejadas por un fusible de expulsión siendo de menor costo al de un FLC. Cuando una falla de alta corriente ocurre, el fusible limitador de corriente actúa para limitar la energía disponible. La curva de MCT del fusible de expulsión (protección principal) debe ser comparada con la curva ajustada (reducida en tiempo al 75%) de la MMT del fusible limitador (respaldo). El tiempo mínimo de despeje de la falla para altas corrientes esta entre 0.5 y 0.8 ciclos y solo proveerá coordinación hasta un punto de corriente definido (máximo punto de coordinación) [22], [31].
 - **Coordinación Fusible Expulsión-Fusible Limitador:** La curva MCT del fusible limitador (principal) debe quedar a la izquierda de la curva MMT del fusible de expulsión (Curva MMT ajustada en un 75%) para todos los valores de corriente hasta la máxima corriente de falla, recordando que las curvas TCC para los FLC no son estandarizadas y varían según el fabricante y tipo de fusible [22], [31].

1.4.2 Coordinación relés

- **Coordinación Relé-Fusible:** Para la coordinación de los relés con los fusibles, es importante tener en cuenta el ajuste del relé en la subestación. Para su adecuada coordinación se debe asegurar que la curva del relé sea más lenta que la curva del fusible, a modo que cuando ocurra una falla el fusible opere antes que el relé, asegurando que la curva MCT del fusible no exceda el tiempo de disparo del relé y que posea un margen de entre 0.2 y 0.3 segundos con respecto a la curva de temporización del relé. Con respecto a la curva instantánea del relé, el tiempo de operación de la curva instantánea más el tiempo de apertura del interruptor (típicamente entre 50 y 60 ms), tiene que ser más rápido que la curva MMT del fusible afectada por un factor del 75% [22].
- **Coordinación Relé-Reconectador:** Las fallas ocurridas en un ramal protegido por un Reconectador deben ser despejadas por este, por lo cual, se establecen con valores más rápidos de disparo con respecto al relé, el cual operaría como protección principal del circuito ante fallas en la troncal principal [22].

1.4.3 Coordinación reconectadores

- **Coordinación Reconectador-Fusible:** Con la finalidad de asegurar que el reconectador actúe para una falla transitoria si dañar el fusible, se debe comparar la curva rápida del reconectador con la MMT del fusible, multiplicando por un factor k la curva del reconectador con la finalidad de considerar 2 operaciones rápidas y dos lentas con intervalos de recierre de 2.0 s (120 ciclos) del reconectador.

Tabla 1-2: Factor k de ajuste reconectadores [22]

Tiempo de recierre (Ciclos)	Factor K	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

- **Coordinación Reconectador-Reconectador:** Se basa en la coordinación de las curvas de los reconectadores para que no operen simultáneamente ante fallas. Para establecer el factor con el que se coordinaran hay que considerar el tiempo

de energización de la bobina de disparo y la apertura de los contactos (caso tipo control hidráulico) [22].

- Reconectores de bajo voltaje operado con bobina de corte en serie: El tiempo mínimo requerido entre las curvas de tiempo-corriente pueden variar dependiendo de los reconectores conectados. Cuando dos reconectores en serie operan con una separación entre curvas menor a dos ciclos, se dará como resultado operación simultanea de ambos elementos de protección y es probable que se dé operación simultanea también entre dos y doce ciclos de separación. Para reconectores con más de doce ciclos de operación entre sus curvas es poco probable que se dé una operación simultanea [22].
- Reconectores de alto voltaje con bobina de cierre de alto voltaje: La coordinación de estos elementos es prácticamente igual a la de los reconectores de bajo tensión, con la variación del tiempo entre sus curvas TCC. Cuando la separación entre sus curvas es inferior a dos ciclos se producirá operación simultanea de los elementos de protección, si la separación de sus curvas esta entre dos y ocho ciclos es probable que se dé operación simultanea y si es superior a ocho ciclos es poco probable que se dé operación simultánea [22].
- **Coordinación entre Reconectores Electrónicos:** Para que la coordinación entre reconectores con control electrónico se produzca de manera adecuada hay que tener en cuenta el intervalo de recierre, de reposición, nivel corte mínimo para fallas a tierra, fallas fase-fase, secuencia, curvas TCC, rangos de voltaje, corriente de operación normal del sistema. Se debe considerar que el retraso entre las curvas del reconector del lado de la carga pueda generar un bloqueo ante una falla permanente, sin que se cierre el reconector del lado de la fuente después de que realice las operaciones rápidas. Por otra parte, el reconector del lado de la carga debe tener el mismo número de recierres que el del lado de la fuente [22].
- **Coordinación reconector seccionalizador:** Al producirse una falla en la línea aguas abajo desde el seccionalizador, en su zona de protección normal, el seccionalizador y el reconector de respaldo detectan la corriente de falla y el seccionalizador se arma para contar la sobrecorriente. Una vez el reconector

despeja la falla y desenergiza la línea, la corriente del seccionizador se interrumpe y cuenta la falla, si se cumple un determinado número de operaciones en un tiempo establecido el seccionizador se abre (el número de conteos debe ser inferior al de recierres del reconectador para que solo quede desenergizada la zona fallada). En caso de que la falla sea temporal y no se complete el número de recierres necesario para que el seccionizador se bloquee, pasado un determinado periodo de tiempo se restablece el contador del seccionizador y el reconectador [22].

2. Metodología de análisis y modelado

En este capítulo se describe el caso de estudio realizado para evaluar el impacto de la conexión de generadores distribuidos a lo largo de la red de un sistema de distribución, teniendo en cuenta generadores síncronos y basados en inversores, limitando su penetración a los niveles establecidos por la normatividad colombiana.

Para analizar el impacto, se evalúa la operación y los tiempos de disparo de las protecciones para tres casos de penetración de generación distribuida:

- **Caso 1:** Se simulan los esquemas de coordinación seleccionados para la red bajo condiciones normales de operación en los periodos registrados de mínima y máxima demanda
- **Caso 2:** Se simulan los esquemas de coordinación seleccionados para la red bajo condiciones con GD, considerando únicamente penetración de generadores sincrónicos.
- **Caso 3:** Se simulan los esquemas de coordinación seleccionados para la red bajo condiciones con GD, considerando únicamente penetración de generadores que basan su conexión por medio de inversores.

2.1 Caso de estudio

La red de distribución implementada para el análisis es un alimentador de prueba de 13 nodos diseñado por el Working Group DSA Subcommittee, perteneciente a la IEEE, sistema conocido como el IEEE 13 nodes feeder. Este sistema es una red eléctrica con un nivel de voltaje de 4,16 kV, que representa un sistema de distribución radial pequeño y altamente cargado [32].

El sistema de prueba de 13 nodos IEEE tiene las siguientes características:

- El sistema IEEE 13 nodos es relativamente corto (2,5km) y está muy cargado.
- Posee regulador de voltaje en subestación. Tiene la capacidad de cambiar el voltaje secundario en pasos de 0.00625 por unidad (pu).
- Hay líneas aéreas y subterráneas con una variedad de fases en este alimentador.
- Hay cargas puntuales y distribuidas desequilibradas, que son de tipo PQ constante, conectadas en configuración delta o estrella.

2.1.1 Modificaciones a la red de distribución

Con la finalidad de generar una comprensión acorde al comportamiento de las protecciones eléctricas en los sistemas de distribución radiales y tomando como marco base los sistemas colombianos, en este documento se modifica el sistema IEEE de 13 nodos cambiando el nivel de tensión de 4,16 kV por 13,2 kV y las demandas se ajustan de acuerdo con las curvas de demanda típicas de los tres consumidores del sector eléctrico colombiano más representativos (comercial, industrial y residencial) [33].

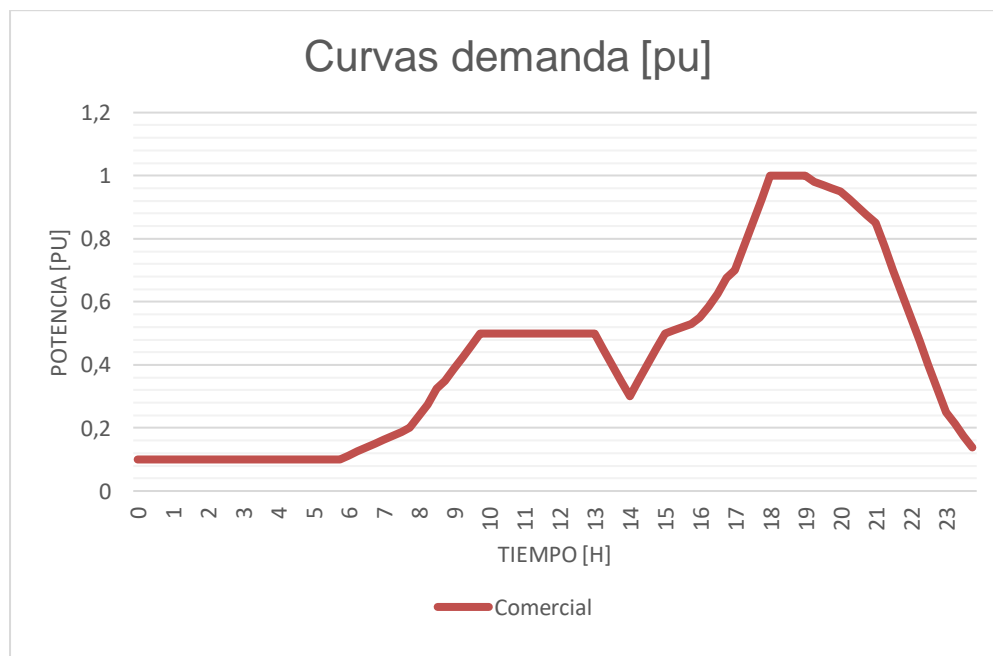


Figura 2-1: Curva de demanda típica colombiana, sector comercial. Basado en [33].

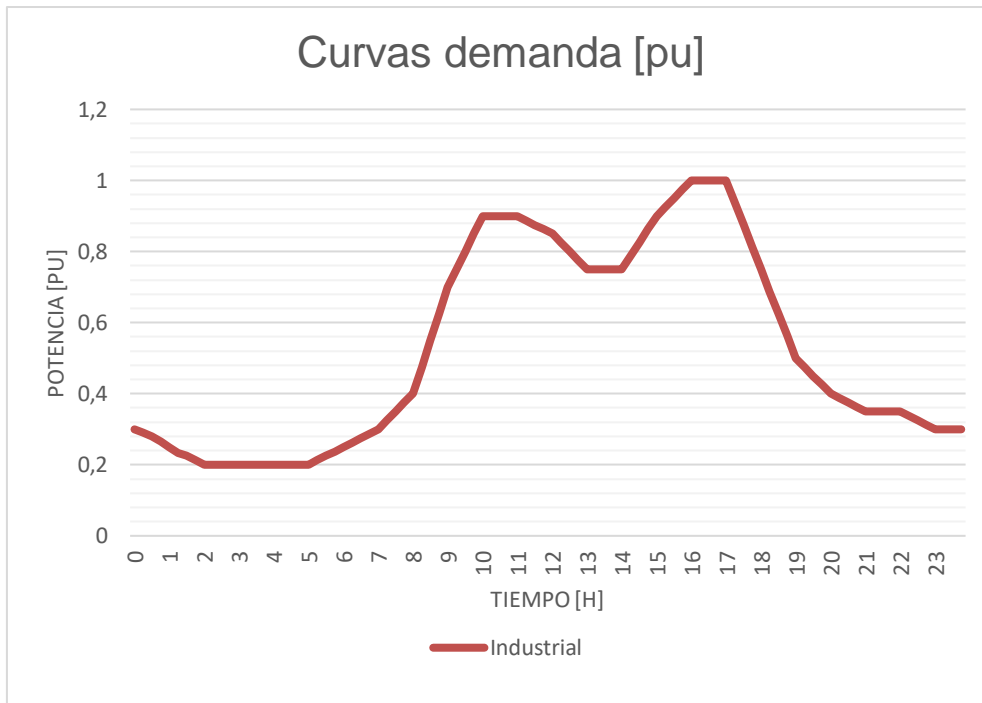


Figura 2-2: Curva de demanda típica colombiana, sector industrial. Basado en [33].

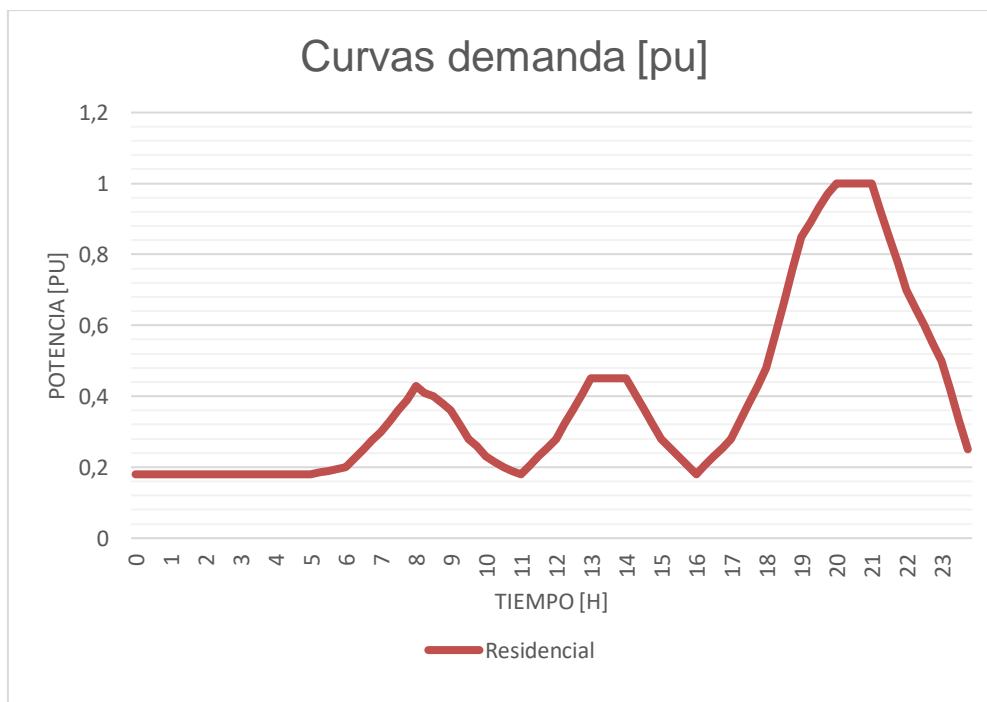


Figura 2-3: Curva de demanda típica colombiana, sector residencial. Basado en [33].

Conforme a las curvas de demanda típicas para cada sector colombiano, la distribución de las cargas seleccionada para el sistema IEEE de 13 nodos quedaría:

Tabla 2-1: Cargas modificadas conforme a las curvas de demanda típicas de Colombia. (Basado en [34]).

Nodo de conexión de la carga	Tipo de curva de demanda
611	Industrial
652	Industrial
671	Industrial
675	Industrial
645	Comercial
646	Comercial
Cargas en la línea entre los nodos 632 y 671	Comercial
634	Residencial

Nota: Para el cálculo de la demanda se tomó como referencia la demanda máxima de cada nodo del sistema IEEE de 13 nodos y el valor de la demanda de la curva típica del sector correspondiente en cada uno de los períodos del día

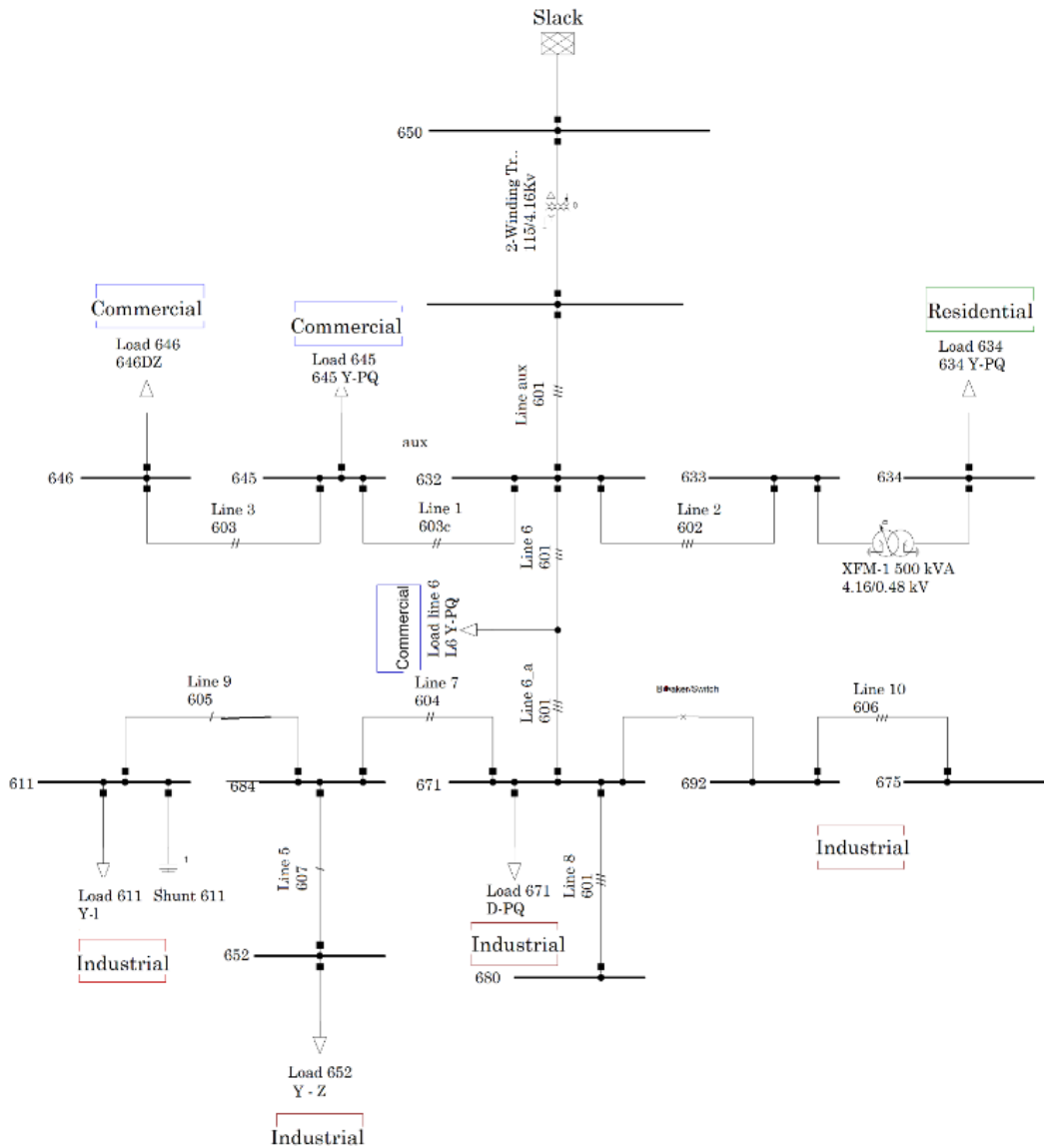


Figura 2-4: Sistema IEEE de 13 nodos con cargas modificadas conforme al comportamiento del colombiano. Tomado de [34].

2.1.2 Modelamiento de los elementos

Conforme a lo establecido en el alcance de este estudio, para modelar la red de distribución del IEEE de 13 nodos se emplearon las librerías establecidas en el software Power Factory DiGSILENT. Para simular la GD se utilizaron dos tipos, el primer tipo se basa en una máquina sincrónica y el segundo tipo en un generador estático basado en inversores, el cual simula el comportamiento de algunas fuentes de energía renovable para la generación de energía eléctrica, como lo pueden ser celdas de combustibles, aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, terminales HVDC, sistema de almacenamiento

por baterías o cualquier otra fuente de energía que se pueda conectar por medio de inversores/conversores [35]. Las máquinas síncronas empleadas para el estudio se basaron en el modelo de un generador de 3.5 MVA, 6.6 kV de polos salientes disponible en las librerías de DIgSILENT, en la **Tabla 2-2** se presentan los parámetros de ajuste de los generadores síncronos empleados en las simulaciones.

Tabla 2-2: Parámetros de ajuste de los generadores síncronos.

Parámetros		Nodo 634	Nodo 692	Nodo 645
Potencia nominal	MVA	2.5	2.5	2.5
Tensión nominal	kV	0.48	0.22	0.22
Factor de potencia	0.8	0.8	0.8	0.8
Conexión		Yn	Yn	Yn
Inercia	h	5	5	5
Parámetros estator	rstr	0.0504	0.0504	0.0504
	xl	0.1	0.1	0.1
Reactancia síncrona	xd	1.5	1.5	1.5
	xq	0.75	0.75	0.75
Reactancia subtransitoria	xd''	0.168	0.168	0.168
	xq''	0.184	0.184	0.184
Reactancia transitoria	xd'	0.256	0.256	0.256
Constante de tiempo transitoria	Td'	0.53	0.53	0.53
Constante de tiempo subtransitoria	Td''	0.03	0.03	0.03
	Tq''	0.03	0.03	0.03

Por otra parte, el generador estático simula el comportamiento de un inversor, características diferentes de las máquinas síncronas ya que su aporte a la corriente de falla es baja, típicamente, 1,2 veces la corriente nominal [36] Para este estudio se empleó un modelo genérico de un sistema fotovoltaico ya que es la tecnología más implementada al conectar generación en los sistemas de distribución [37].

Tabla 2-3: Parámetros de ajuste de los generadores estáticos.

Parámetros		Nodo 634	Nodo 692	Nodo 645
Potencia nominal con control de tensión constante	MVA	1.75	1.75	1.75
Potencia nominal con control de potencia constante	MVA	2.5	2.5	2.5
Tensión nominal	kV	0.48	0.22	0.22
Conexión		3PH	3PH	1PH-1PH-N
Perdidas	%	10	10	10
Tipo de unidad de generación eléctrica		Full size converter	Full size converter	Full size converter

Para el modelamiento de las protecciones de sobrecorriente se empleó el modelo del relé SEL 351 [38] a la salida del circuito en la subestación, fusibles Positrol tipo T de la marca S&C Electric Company [39] y para los reconectores se utilizó el modelo genérico de reconector F79 Recloser de la librería genérica de DIgSILENT, al cual se le ajustaron los relés de protección para las curvas de disparo lento y rápido tomando como referencia el relé SEL 351 y con un ajuste de las curvas TCC en muy inverso. En el Anexo A: Características de las protecciones, se presentan los parámetros de ajuste de las protecciones empleadas.

Adicionalmente, se consideró para la conexión de la GD por medio de inversores un ajuste de protecciones conforme a lo estipulado en el acuerdo CON 1322 del 13 de junio de 2020 como se muestra a continuación:

Tabla 2-4: Ajuste de protecciones sistémicas para la conexión de generadores al Sistema de Distribución Local (SDL) [40].

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.8 p.u.	10-15 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.6 p.u.	5 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.12-1.2 p.u.	5-10 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.3 p.u.	0.5 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U/O)	--	--	Ajustados según regulación vigente

Tabla 2-5: Ajuste de protecciones sistémicas para la conexión de generadores basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al Sistema de Distribución Local (SDL) [40].

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.85 p.u.	2 s
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.5 p.u.	0.2 s
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.15 p.u.	2 s
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.2 p.u.	0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.2 s

Tabla 2-6: Ajuste de protecciones sistémicas para la conexión de generadores basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW conectados al Sistema de Distribución Local (SDL) [40].

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)*	0.8 p.u.	2 s	Actuación de la protección con tensiones fase-tierra
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.6 p.u.	0.2 s	Actuación de la protección con tensiones fase-tierra
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.12 p.u.	2 s	Actuación de la protección con tensiones fase-tierra
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.15 p.u.	0.2 s	Actuación de la protección con tensiones fase-tierra
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.2 s	Actuación de la protección con tensiones fase-tierra
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.2 s	Actuación de la protección con tensiones fase-tierra

2.2 Escenarios de prueba

Con la finalidad de determinar la potencia máxima que presentarían las FER, en el año 2014, el Congreso de Colombia teniendo por intención incentivar la conexión de FNCE establece la ley 1715 de 2014, determinó que la capacidad de los generadores conectados al sistema de distribución local estaría definida de acuerdo con la dimensión del sistema al que se estaría conectando [41]. Dando cumplimiento a lo establecido en esta ley, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) establece para tal efecto en 2018 el reglamento para las actividades de autogeneración en pequeña escala y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional por medio de la Resolución 030-2018, la cual es derogada en el 2021 y reemplazada por la Resolución 174 de 2021 [42]. La CREG en esta resolución establece que la sumatoria de potencia máxima declarada por todos los GD y autogeneradores de pequeña escala (AGPE) que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser menor o igual al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita punto de conexión para las generaciones y se asumirá un factor de potencia igual a 1 cuando la capacidad nominal este expresada en unidades de kVA o MVA [42].

Conforme a lo anterior, para las simulaciones se tiene que la generación máxima que se conectará al sistema IEEE de 13 nodos será de 2,5 MVA (considerando que la subestación presenta una capacidad de 5 MVA). En este estudio se consideran 4 tipos de escenarios, el primero es el caso base (escenarios sin conexión de GD), el segundo tipo de escenarios es con conexión de generadores sincrónicos, el tercer y cuarto tipo es con la conexión de los generadores estáticos con control de potencia y control de tensión respectivamente. En cada uno de los escenarios se conecta un generador en los nodos 634, 645 y 692 de manera no simultanea y se producirán fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en los nodos 633, 645, 675 y 684 con impedancias de 0Ω , 20Ω y 40Ω .

3. Simulaciones

Con la finalidad de comprender el impacto que se produce por tener un GD conectado en una red de distribución radial en el tiempo de reacción de las protecciones eléctricas, se simularan cuatro topologías basadas en el IEEE de 13 nodos con las siguientes consideraciones:

- **Caso base:** Se simulan dos escenarios en el IEEE 13 nodos conformados cada uno por un esquema de protecciones diferente y se analizara el tiempo de funcionamiento de las protecciones eléctricas ante 3 tipos de fallas y diferentes resistencias de puesta a tierra que se puedan presentar en el sistema.
- **Con GD basada en generadores sincrónicos:** Se simulan los mismos escenarios que en el caso base y se introduce una GD basada en un generador sincrónico en uno de los nodos del sistema para cada simulación.
- **Con GD basada en inversores y control de potencia:** Se simulan los mismos escenarios que en el caso base y se introduce una GD que basa su modo de conexión al sistema por medio de inversores en uno de los nodos del sistema para cada simulación. Para el modo de control de los inversores se establece que sea de potencia constante.
- **Con GD basada en inversores y control de tensión:** Se simulan los mismos escenarios que en el caso base y se introduce una GD que basa su modo de conexión al sistema por medio de inversores en uno de los nodos del sistema para cada simulación. Para el modo de control de los inversores se establece que regule tensión en el nodo de conexión.

Por otra parte, las simulaciones se realizaron para cada topología en el período de mínima demanda y máxima demanda registradas en la subestación conforme a las demandas apreciadas en el sistema y que corresponderían al período entre la 1:00 am y 4:00 am (mínima demanda) y al período 5:00 pm (máxima demanda). Se aclara que, aunque el modelo empleado para simular es de una planta fotovoltaica, se asume que el comportamiento de los inversores es el mismo para cualquier otro tipo de generador con

que se alimente y por consiguiente se podría presentar generación en el periodo de la madrugada.

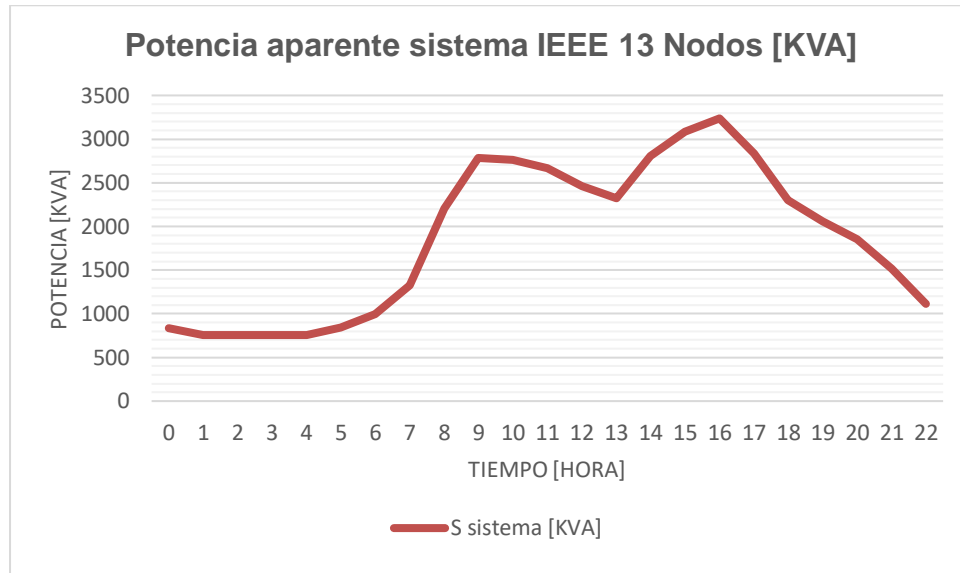


Figura 3-1: Potencia aparente a la salida de la subestación.

3.1 Esquemas de coordinación de protecciones

Al aplicar todos los criterios y tópicos apreciados a lo largo de los anteriores numerales, se escogen dos esquemas de coordinación de protecciones que, aunque combinan diferentes elementos de protección, a modo general, uno se clasificaría en coordinación de protecciones basada en fusibles y el otro en una coordinación basada en reconectores.

3.1.1 Esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles

Es común en las subestaciones metropolitanas y centros urbanos densamente poblados un relé como elemento de protección de los circuitos de 13,2kV, por tal motivo, a pesar de escoger un esquema de protección basado en fusibles, el primer elemento seleccionado será un relé y para los elementos dispersos en la red se seleccionarán según la corriente del sistema fusibles tipo T.

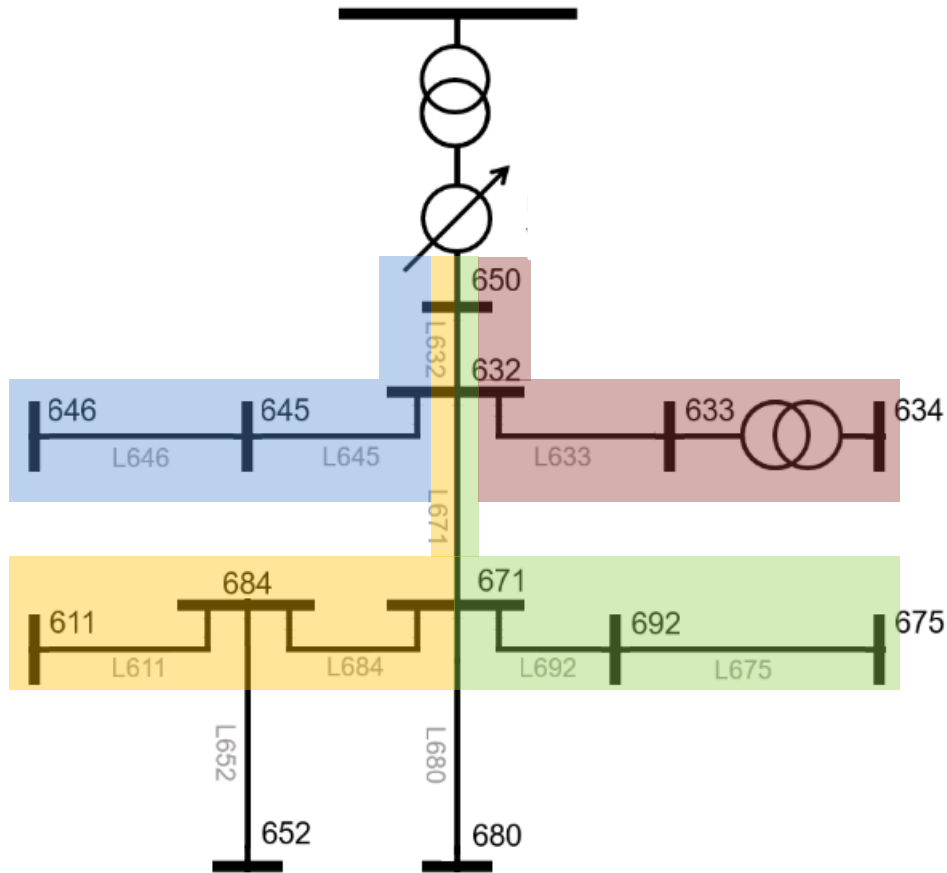


Figura 3-2: Zonas para el ajuste de la coordinación de protecciones. Azul (zona 1), amarillo (zona 2), verde (zona 3) y rojo (zona 4).

En la **Figura 3-2** se aprecian las cuatro zonas en las cuales se realizaron la coordinación de protecciones y que son objeto de análisis a lo largo de todo el estudio. A continuación, se presenta las curvas TCC empleadas para cada una de las zonas y en el Anexo A las características de cada uno de los elementos de protección.

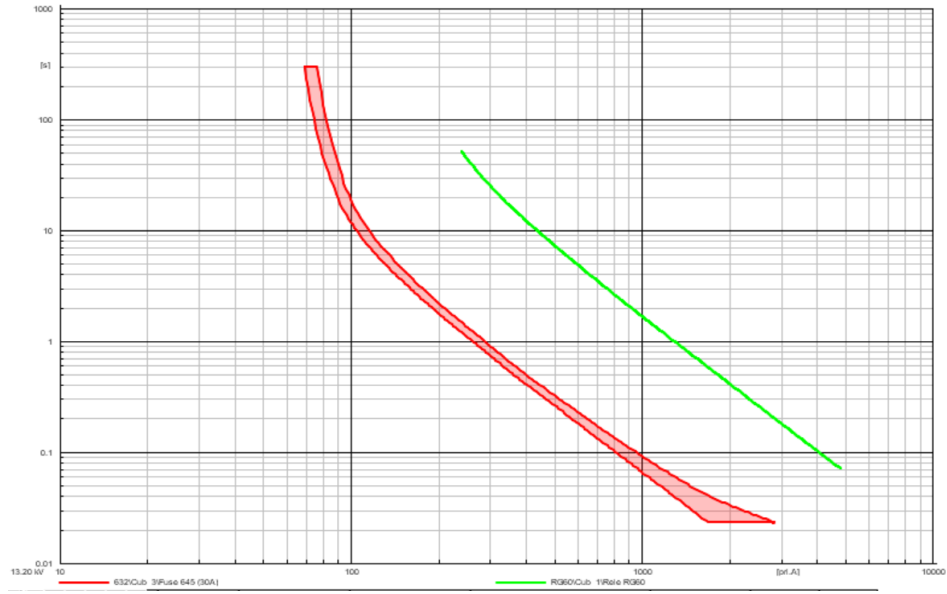


Figura 3-3: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 1, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde) y fusible 30T en nodo 632 (rojo).

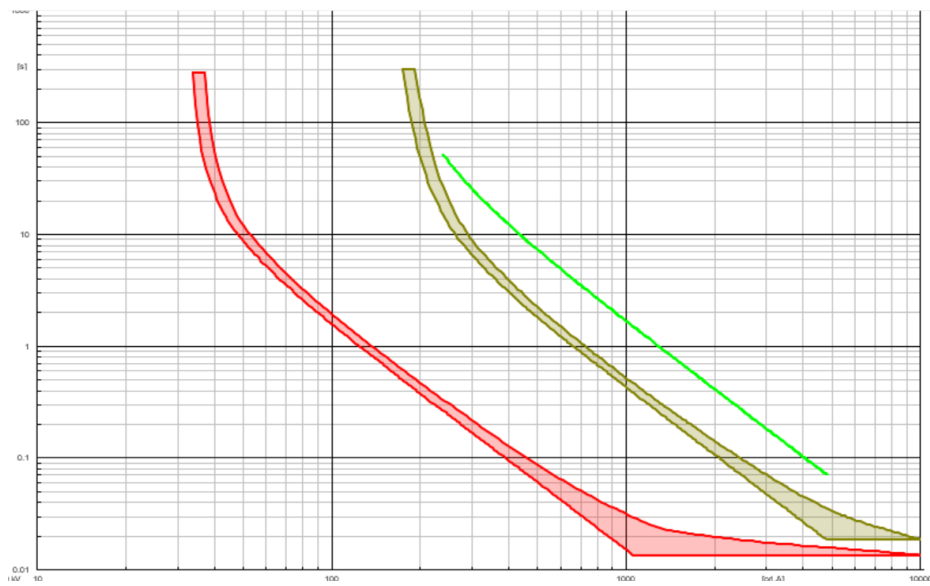


Figura 3-4: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 2, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), fusible 80T en nodo 632 (dorado) y fusible 15T en nodo 671 (rojo).

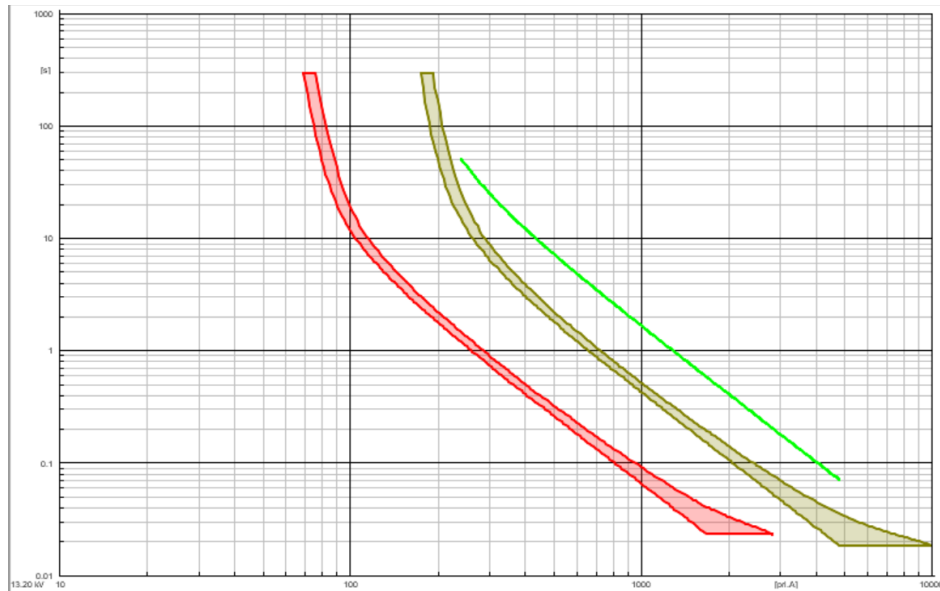


Figura 3-5: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 3, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), fusible 80T en nodo 632 (dorado) y fusible 30T en nodo 692 (rojo).

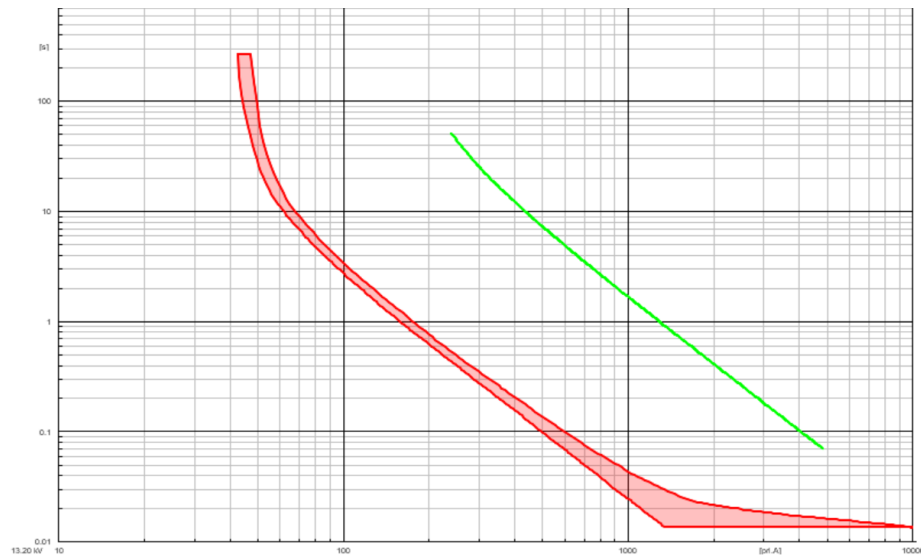


Figura 3-6: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 4, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde) y fusible 20T en nodo 632 (rojo).

3.1.2 Esquema de coordinación de protecciones basado en reconectadores

De manera similar al esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles, el ajuste de los reconectadores se realizó conforme a las zonas expresadas en la **Figura 3-2** y se consideró para el ajuste de los reconectadores curvas muy inversas (VI).

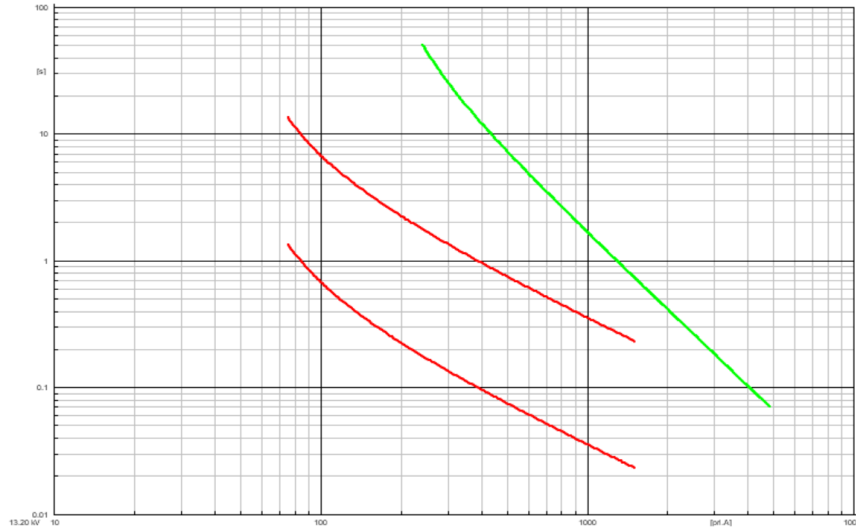


Figura 3-7: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en reconectadores zona 1, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde) y reconector con ajuste de 50A en nodo 632 (rojo).

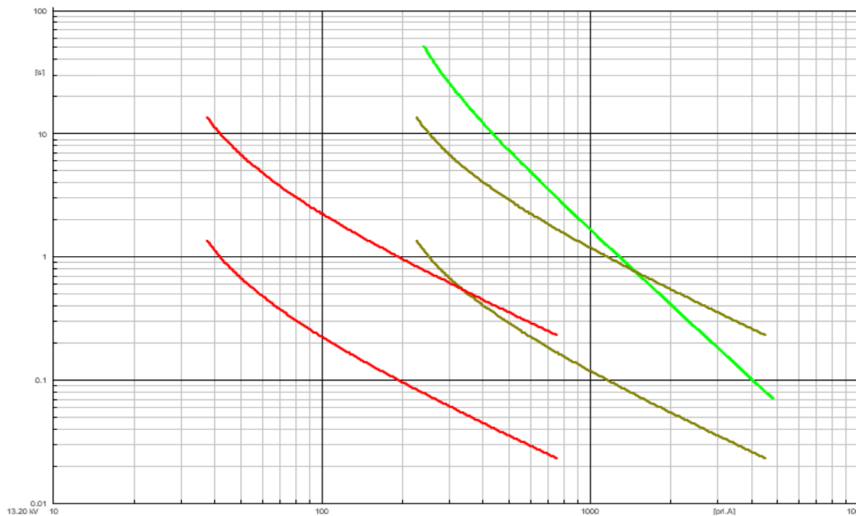


Figura 3-8: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 2, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), reconector con ajuste a 150A en nodo 632 (dorado) y reconector con ajuste a 25 A en nodo 671 (rojo).

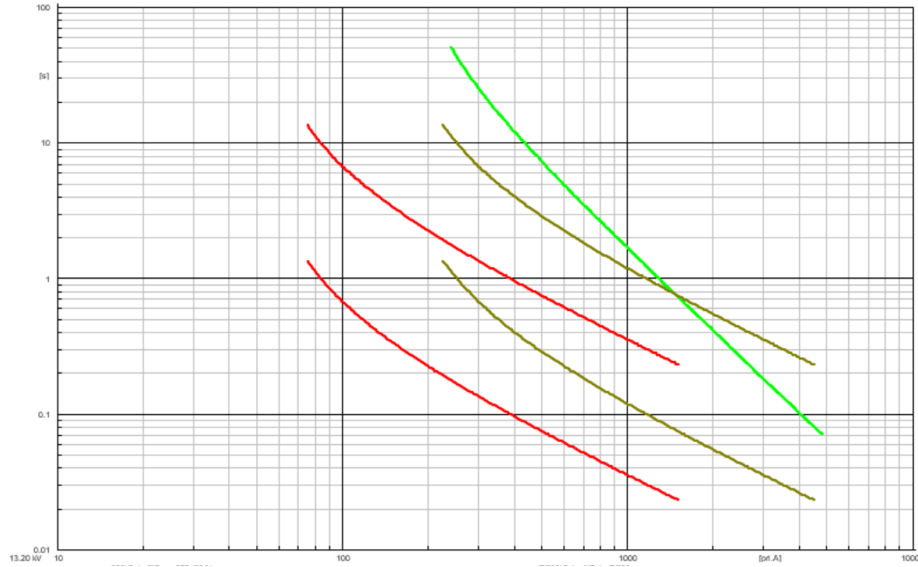


Figura 3-9: Curvas TCC esquema de coordinación de protecciones basado en fusibles zona 3, compuesta por relé SEL 351 en nodo 650 (verde), reconectador con ajuste a 150A en nodo 632 (dorado) y reconectador con ajuste a 50 A en nodo 692 (rojo).

4. Análisis de Resultados

4.1 Caso Base

Para el desarrollo de las simulaciones, se tomará como punto de partida el sistema IEEE 13 nodos con las modificaciones expuestas el numeral 2.1.1, sistema en este caso es sometido a tres tipos de falla (monofásica, bifásica y trifásica), debido a que el efecto de cada una de estas fallas es diferente en los sistemas eléctricos de potencia y las estadísticas operativas de los sistemas de potencia muestran diferencia en probabilidad de ocurrencia [43]. Adicionalmente, se consideraran 3 escenarios de impedancia de falla a tierra ya que esta puede variar según la topología del sistema y tener un efecto considerable a la hora de realizar la coordinación de protecciones [44].

4.1.1 Período mínima demanda

Para las simulaciones en este período, se tendrán como consideración los escenarios con impedancias de falla a tierra de 0Ω , 20Ω y 40Ω , y fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en los nodos 633, 645, 675 y 684.

En las Tablas 4-1, 4-2, 4-3 y 4-4 se muestran los tiempos de despeje de falla en los nodos 633, 645, 675 y 684 respectivamente, representando cada uno de los tipos de demanda que puede tener un sistema de distribución de energía eléctrica (Residencial para el nodo 633, comercial para el nodo 645 e industrial para los nodos 675 y 684). Al comparar los tiempos de despeje de falla entre los esquemas de protección empleados (fusibles y reconectadores) en el escenario de mínima demanda, se aprecia que los reconectadores presentan un mejor tiempo de despeje de falla en la mayoría de los casos, ocasionado principalmente por los ajustes que permiten tener en las curvas de protección de estos elementos. Adicionalmente, en todos los casos el tiempo de despeje de falla aumenta a medida que la impedancia de falla crece ya que disminuye la corriente de falla.

Tabla 4-1: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 633.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectadores [s]
Falla trifásica	0	0,003	0,023
	20	0,150	0,054
	40	0,588	0,118

Falla bifásica	0	0,003	0,023
	20	0,051	0,031
	40	0,203	0,064
Falla monofásica	0	0,003	0,023
	20	0,152	0,055
	40	0,591	0,118

Tabla 4-2: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 645.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectadores [s]
Falla bifásica	0	0,006	0,023
	20	0,138	0,053
	40	0,539	0,113
Falla monofásica	0	0,006	0,023
	20	0,410	0,097
	40	1,724	0,223

Tabla 4-3: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 675.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectadores [s]
Falla trifásica	0	0,006	0,023
	20	0,471	0,093
	40	1,889	0,206
Falla bifásica	0	0,006	0,023
	20	0,168	0,051
	40	0,594	0,106
Falla monofásica	0	0,006	0,023
	20	0,475	0,094
	40	1,899	0,206

Tabla 4-4: Tiempos de despeje de falla período de demanda mínima falla nodo 684.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectadores [s]
Falla bifásica	0	0,003	0,023
	20	0,031	0,025
	40	0,118	0,052

Falla monofásica	0	0,003	0,023
	20	0,094	0,045
	40	0,361	0,095

4.1.2 Período de máxima demanda

Las simulaciones en el período de demanda máxima presentaran las mismas consideraciones realizadas para el análisis del período de demanda mínima respecto a las fallas simuladas y a las impedancias de falla a tierra.

En las Tablas 4-5, 4-6, 4-7 y 4-8 se muestran los tiempos de despeje de falla en los nodos 633, 645, 675 y 684 respectivamente. Al comparar estos tiempos entre los esquemas de protección empleados (fusibles y reconectores), en el escenario de máxima demanda de manera general se aprecia un comportamiento similar a los escenarios de mínima demanda, donde los reconectores presentan un mejor tiempo de despeje de falla en la mayoría de los casos y se incrementa este tiempo al aumentar la impedancia de falla. Se puede observar que, al contrastar los escenarios de mínima y máxima demanda, los tiempos apreciados en los escenarios de máxima demanda son inferiores a los evidenciados en los escenarios de mínima demanda, esto se debe al incremento de las corrientes que circulan por los circuitos ocasionados por estas demandas.

Tabla 4-5: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 633.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectores [s]
Falla trifásica	0	0,003	0,023
	20	0,150	0,055
	40	0,581	0,118
Falla bifásica	0	0,003	0,023
	20	0,051	0,031
	40	0,202	0,064
Falla monofásica	0	0,003	0,023
	20	0,151	0,055
	40	0,583	0,118

Tabla 4-6: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 645.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectores [s]
Falla bifásica	0	0,006	0,023
	20	0,132	0,052
	40	0,487	0,109
	0	0,006	0,023

Falla monofásica	20	0,364	0,093
	40	1,335	0,200

Tabla 4-7: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 675.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectores [s]
Falla trifásica	0	0,006	0,023
	20	0,385	0,083
	40	1,239	0,161
Falla bifásica	0	0,006	0,023
	20	0,156	0,049
	40	0,502	0,097
Falla monofásica	0	0,006	0,023
	20	0,389	0,083
	40	1,246	0,161

Tabla 4-8: Tiempos de despeje de falla período de demanda máxima falla nodo 684.

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en fusibles [s]	Tiempo despeje falla con esquema de protecciones basado en reconectores [s]
Falla bifásica	0	0,003	0,023
	20	0,030	0,025
	40	0,112	0,049
Falla monofásica	0	0,003	0,023
	20	0,089	0,044
	40	0,319	0,088

Como se puede apreciar desde la tabla 4-1 a la tabla 4-8, tanto para los escenarios de máxima demanda y de mínima demanda el tiempo de despeje de las fallas se incrementa a medida que la impedancia de la falla aumente, llegando al punto de tener unos tiempos intolerables, como es el caso de las fallas monofásicas en los nodos 645 y 675 al considerarse una impedancia de falla de 40Ω (tiempos que superan incluso 1 segundo y que ameritarían realizar una coordinación de protecciones con elementos de diferente capacidad o tecnología). Por otra parte, se aprecia que para fallas de baja impedancia (cero Ω) el tiempo de respuesta es mejor en los fusibles, pero a medida que aumenta la impedancia de falla, los tiempos de respuesta de los reconectores son mejores ya que permiten tener un ajuste más preciso según las corrientes de falla.

4.2 Conexión de generación distribuida

Habiendo establecido las características de la red de distribución usada en el caso base y la coordinación de los esquemas de protección seleccionados, se procede a realizar la inclusión de la generación distribuida (GD) en el sistema. Como la GD se puede implementar de diferentes maneras en una red de distribución en cuanto a la capacidad nominal de las fuentes implementadas y su localización, se limitará la penetración de la GD en este estudio al 50% de la capacidad nominal de la subestación conforme a la resolución colombiana 174 de 2021. Adicionalmente, se conectará la generación en los nodos 634 casos (N1), 645 casos (N2) y 692 casos (N3) de manera centralizada en cada uno de los escenarios, con la finalidad de poder contrastar el comportamiento de cada tipo de generador frente a diferentes fallas e impedancias de falla que se puedan presentar.

En las simulaciones se realiza un comparativo entre el tiempo de respuesta de las protecciones para despejar la falla entre los escenarios con generación distribuida basada en generadores sincrónicos y generadores que basan su conexión en inversores con control de potencia y control de tensión con respecto a los escenarios del caso base. Los tiempos obtenidos para cada uno de los escenarios de simulación se presentan los Anexos C, D y E.

4.2.1 Período mínima demanda

Para las simulaciones en este período de tiempo, se tendrán como consideración los escenarios con impedancias de falla a tierra de 0Ω , 20Ω y 40Ω , y fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en los nodos 633, 645, 675 y 684, bajo los mismos esquemas de coordinación de protecciones empleados en el caso base.

En las tablas 4-9 y 4-10 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectores respectivamente. Se aprecia que al conectar la generación en un nodo alejado del punto de falla (nodo 692), el tiempo de despeje de falla entre el generador sincrónico, el generador basado en inversores con control de potencia y el generador basado en inversores con control de tensión es muy similar al evidenciado en el caso base. Por otra parte, se resalta con color rojo los casos en los que se presentaron diferencias de tiempo superiores a $0,1$ [s], resultados que se concentran en los escenarios de conexión de la generación en el ramal en el que se produce la falla, ya que disminuyen la corriente que circula hacia la falla desde la subestación por la contribución de energía del generador al sistema. Adicionalmente, el escenario más crítico es el de la conexión del generador con inversores con control de potencia.

Tabla 4-9: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 633.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0004	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0003	0,0004
		40	-0,0010	-0,0010	0,0017
	Falla bifásica	0	0,0004	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	0,0001
		40	-0,0004	0,0038	0,0005
	Falla monofásica	0	0,0006	0,0000	0,0000
		20	-0,0007	0,0030	0,0003
		40	-0,0105	0,0114	0,0012
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0012	-0,0012	0,0000
		40	-0,0046	-0,0045	-0,0046
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0002	0,0002	0,0002
		40	0,0008	0,0008	0,0008
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0002	-0,0002
		40	-0,0008	-0,0090	-0,0008
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	-0,0007	-0,0007	-0,0008
		20	0,0353	0,0579	0,0028
		40	0,5161	1,2621	0,1320
	Falla bifásica	0	-0,0007	-0,0007	-0,0008
		20	-0,0029	0,0007	-0,0118
		40	0,0013	0,0584	-0,0502
	Falla monofásica	0	-0,0006	-0,0007	-0,0008
		20	0,0467	0,0604	0,0018
		40	0,6086	1,2853	0,1239
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-10: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 633.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	0,0001
		40	-0,0003	-0,0002	0,0001
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0000
		40	-0,0002	0,0000	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0004	-0,0002	0,0001
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	-0,0001
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0001	0,0001	0,0001
		40	0,0001	0,0001	0,0003
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	-0,0001
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,2368	0,2743	0,2204
		40	NC	NC	1,0315
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0917	0,1038	0,1064
		40	0,2479	0,3559	0,3824
	Falla monofásica	0	-0,0174	0,0000	0,0000
		20	0,2522	0,2755	0,2194
		40	NC	NC	1,0172
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> • Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. • En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. • Los valores "NC" indican no operación de las protecciones para despejar la falla. 				

En las tablas 4-11 y 4-12 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectadores respectivamente. Se aprecia un comportamiento similar al evidenciado en los escenarios de falla en el nodo 633 respecto a la conexión de la generación en un nodo alejado de la falla (nodo 692) y al incremento

de la diferencia de tiempo entre el despeje de falla con respecto al caso base al conectar la generación en el mismo ramal de la falla. Al igual que en las tablas 4-9 y 4-10, en las tablas 4-11 y 4-12 se puede apreciar que a medida que incrementa la impedancia de falla, se incrementa la diferencia de tiempo de despeje de falla al compararse con el caso base, siendo este tiempo superior al apreciado al del caso base y que es originado principalmente por la disminución de la corriente ante la falla que se aprecia desde la subestación con la conexión de los generadores.

Tabla 4-11: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 645.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0012	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	0,0035	0,0005
		40	-0,0011	0,0135	0,0020
	Falla monofásica	0	0,0007	0,0007	0,0000
		20	-0,0013	0,0085	0,0014
		40	-0,0051	0,0389	0,0068
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	-0,0020	-0,0020	-0,0001
		20	0,0513	0,0488	-0,0010
		40	1,3486	1,3124	0,0011
	Falla monofásica	0	-0,0020	-0,0020	0,0000
		20	0,3134	0,2986	0,0014
		40	0,0344	0,0512	0,0058
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0006	-0,0001	0,0006
		40	-0,0026	-0,0005	0,0023
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0020	-0,0001	0,0016
		40	-0,0085	-0,0007	0,0076
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-12: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 645.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0057	-0,0056
		40	-0,0008	-0,0131	-0,0128
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0110	-0,0108
		40	-0,0008	-0,0288	-0,0282
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	-0,0175	0,0000	0,0000
		20	0,3805	NC	0,2432
		40	NC	NC	0,9882
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	NC	NC	0,3578
		40	NC	NC	0,8433
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0057	-0,0056
		40	-0,0003	-0,0131	-0,0128
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0110	-0,0108
		40	-0,0007	-0,0287	-0,0282
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. Los valores "NC" indican no operación de las protecciones para despejar la falla. 				

En las tablas 4-13 y 4-14 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectadores respectivamente. Se aprecia un comportamiento similar al evidenciado en los escenarios de falla en los nodo 633 y 645 respecto a la conexión de la generación en los nodos alejados de la falla (nodos 634 y 645). Por otra parte, si se evidencia que los tiempos de despeje de falla no varían significativamente con respecto al caso base al producirse una falla aguas abajo de la conexión de la generación, ya que tanto la subestación como el generador contribuyen con energía a la falla en el mismo en el mismo sentido (hacia la falla), por lo que los elementos de protección ven corrientes de falla muy similares a las apreciadas en el caso base.

Tabla 4-13: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 675.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0021	-0,0023	0,0015
		40	-0,0067	-0,0075	0,0087
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0007	-0,0004	0,0008
		40	-0,0024	-0,0014	0,0031
	Falla monofásica	0	0,0014	0,0000	0,0000
		20	-0,0034	-0,0020	0,0018
		40	-0,0105	-0,0079	0,0083
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	-0,0004	0,0000
		20	-0,0008	-0,0008	-0,0008
		40	-0,0018	-0,0019	-0,0019
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0006	0,0006	0,0006
		40	0,0023	0,0023	0,0023
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0007	-0,0007	-0,0007
		40	-0,0025	-0,0025	-0,0025
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0012	0,0009
		40	0,0004	-0,0034	0,0051
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0006	-0,0002	0,0005
		40	-0,0024	-0,0006	0,0018
	Falla monofásica	0	0,0008	0,0000	0,0000
		20	-0,0024	-0,0009	0,0011
		40	-0,0095	-0,0038	0,0046
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> • Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. • En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-14: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 675.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0005	-0,0002	0,0002
		40	-0,0012	-0,0006	0,0005
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0001	0,0001
		40	-0,0005	-0,0002	0,0003
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0007	-0,0002	0,0002
		40	-0,0015	-0,0006	0,0005
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	0,0000
		40	-0,0002	-0,0002	-0,0001
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0001	0,0001	0,0002
		40	0,0002	0,0002	0,0004
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	0,0000
		40	-0,0002	-0,0002	-0,0001
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0006	-0,0002	0,0003
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0001
		40	-0,0002	-0,0001	0,0002
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0001	0,0001
		40	-0,0006	-0,0002	0,0003
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

En las tablas 4-15 y 4-16 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectadores respectivamente. A diferencia de los escenarios anteriores, la conexión de la generación se realiza en ramales diferentes a los que se realizan las fallas, por lo que se aprecian tiempos de despeje de falla muy similares a los tiempos apreciados en el caso base.

Tabla 4-15: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 684.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0007	-0,0001	0,0001
		40	-0,0024	-0,0005	0,0006
	Falla monofásica	0	0,0007	0,0000	0,0000
		20	-0,0034	-0,0004	0,0004
		40	-0,0105	-0,0015	0,0015
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0002	-0,0002
		40	-0,0008	-0,0008	-0,0008
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	-0,0001
		40	-0,0005	-0,0005	-0,0005
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0006	-0,0002	0,0004
	Falla monofásica	0	0,0003	0,0000	0,0000
		20	-0,0005	-0,0002	0,0002
		40	-0,0018	-0,0007	0,0009
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-16: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectores, demanda mínima y frente a una falla en el nodo 684.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0003	-0,0001	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0001	0,0001

		40	-0,0006	-0,0003	0,0002
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	0,0000
		40	-0,0002	-0,0002	-0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	0,0000
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0001
		40	-0,0003	-0,0001	0,0001
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Se aprecia para todos los escenarios con generación que en las fallas de baja impedancia el tiempo de respuesta de las protecciones eléctricas tanto al implementarse fusibles como reconectores es muy similar al del caso base (caso sin generador) y a medida que aumenta la impedancia de falla, la diferencia de tiempo entre los casos con GD y el caso base se va incrementando. También se puede observar al compararse las diferencias de los tiempos de respuesta entre los casos con generación sincrónica y los escenarios con generación basada en inversores, en los casos en los que se implementa un control de potencia en los inversores se presenta un tiempo de despeje de falla superior al tiempo apreciado en el caso base, y en los casos cuando se implementa control de tensión la diferencia de tiempo tiende a ser más cercana al caso base en los escenarios con mayor impedancia respecto a compararse con los casos donde se emplea GD con generación sincrónica o inversores con control de potencia. Por otro lado, frente a los escenarios con reconectores, se observa que, a medida que incrementa la impedancia de falla, la diferencia entre el tiempo de los casos con generador y el caso base se incrementa, llegando al punto en que las protecciones no despejen la falla, como se presenta en los casos donde se conectan los generadores en el nodo 645 y se realizan fallas en un punto cercano a este nodo o con la conexión de los generadores en el nodo 634 y se realizan fallas en el nodo 633. Se evidencia que el mayor impacto en el funcionamiento adecuado de las protecciones se presenta cuando ocurren fallas aguas arriba del generador (entre la subestación y el nodo de conexión del generador) y estas fallas ocurren en cercanías al nodo de conexión del generador (estando en el mismo ramal), por otro lado, fallas en ramales diferentes al nodo de conexión del generador presentan poco impacto en el funcionamiento de las protecciones. en algunos escenarios cuando la falla ocurre entre el nodo de conexión del generador y la línea que alimenta desde la subestación.

4.2.2 Período de máxima demanda

Las simulaciones en el período de demanda máxima presentan las mismas consideraciones realizadas para el análisis del período de demanda mínima respecto a las fallas simuladas y a las impedancias de falla a tierra.

En las tablas 4-17 y 4-18 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectores respectivamente. Se aprecia que al conectar la generación en un nodo alejado del punto de falla (nodo 692), el tiempo de despeje de falla entre el generador sincrónico, el generador basado en inversores con control de potencia y el generador basado en inversores con control de tensión es muy similar al evidenciado en el caso base. De manera similar a la apreciada en los periodos de demanda mínima, se resalta con color rojo los casos en los que se presentaron diferencias de tiempo superiores a 0,1 [s], resultados que se concentran en los escenarios de conexión de la generación en el ramal en el que se produce la falla, ya que disminuyen la corriente que circula hacia la falla desde la subestación por la contribución de energía del generador al sistema. Al contrastarse los resultados del periodo de demanda mínima y el periodo de demanda máxima, se observa que la diferencia de tiempos es menor en el escenario de demanda máxima, esto ocasionado por el aumento de la corriente de demanda, lo cual acerca las corrientes que circulan por las protecciones a la curva de disparo, volviéndolas más sensibles a los cambios producidos por las fallas.

Tabla 4-17: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 633.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0004	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0003	0,0004
		40	-0,0011	-0,0012	0,0012
	Falla bifásica	0	0,0007	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	0,0001
		40	-0,0004	0,0040	0,0005
	Falla monofásica	0	0,0007	0,0000	0,0000
		20	-0,0004	0,0031	0,0003
		40	-0,0014	0,0117	0,0012
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0012	-0,0012	0,0000
		40	-0,0021	-0,0020	-0,2206
	0	0,0000	0,0000	0,0000	

	Falla trifásica	20	0,0002	0,0002	0,0002	
		40	0,0008	0,0008	0,0008	
		0	0,0000	0,0000	0,0000	
	Falla bifásica	20	-0,0006	-0,0002	-0,0002	
		40	-0,0007	-0,0007	-0,0007	
		0	-0,0006	-0,0007	-0,0008	
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	20	0,0370	0,0597	0,0024	
		40	0,5304	1,2607	0,1213	
		0	-0,0006	-0,0007	-0,0008	
	Falla bifásica	20	-0,0023	0,0011	-0,0118	
		40	0,0049	0,0600	-0,0502	
		0	-0,0006	-0,0007	-0,0008	
	Falla monofásica	20	0,0491	0,0622	0,0012	
		40	0,6249	1,2637	0,1132	
		0	-0,0006	-0,0007	-0,0008	
	Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-18: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 633.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0003	-0,0002	0,0001
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0000
		40	-0,0002	0,0000	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0004	-0,0002	0,0001
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0313
		40	-0,0001	-0,0001	-0,0001
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0001	0,0001	0,0001
		40	0,0001	0,0001	0,0003
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	-0,0001

Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,2386	0,2755	0,2208
		40	NC	NC	1,0257
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0921	0,1041	0,1068
		40	0,2492	0,3575	0,3841
	Falla monofásica	0	-0,0174	0,0000	0,0000
		20	0,2541	0,2768	0,2198
		40	NC	NC	1,0115
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. Los valores "NC" indican no operación de las protecciones para despejar la falla. 				

En las tablas 4-19 y 4-20 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectores respectivamente y falla en el nodo 645. Se aprecia un comportamiento similar al evidenciado en los escenarios de falla en el nodo 633 en demanda máxima respecto a la conexión de la generación en un nodo alejado de la falla (nodo 692) y al incremento de la diferencia de tiempo entre el despeje de falla con respecto al caso base al conectar la generación en el mismo ramal de la falla. Se puede observar que a medida que incrementa la impedancia de falla, se incrementa la diferencia de tiempo de despeje de falla al compararse con el caso base, siendo este tiempo superior al apreciado al del caso base y que es originado principalmente por la disminución de la corriente ante la falla que se aprecia desde la subestación con la conexión de los generadores.

Tabla 4-19: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 645.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0011	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	0,0035	0,0005
		40	-0,0010	0,0125	0,0017
	Falla monofásica	0	0,0009	0,0007	0,0000
		20	-0,0010	0,0078	0,0012
		40	-0,0030	0,0309	0,0046
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	-0,0018	-0,0018	-0,0002
		20	0,0573	0,0547	-0,0010

	Falla monofásica	40	1,1103	1,0810	0,0005
		0	-0,0017	-0,0017	0,0000
		20	0,2659	0,2539	0,0012
		40	0,7795	0,8009	-0,0147
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0006	-0,0001	0,0005
		40	-0,0022	-0,0009	0,0020
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0016	-0,0001	0,0013
		40	-0,0056	-0,0005	0,0052
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-20: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 645.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0056	-0,0055
		40	-0,0006	-0,0125	-0,0123
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0104	-0,0102
		40	-0,0006	-0,0252	-0,0247
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	-0,0175	0,0000	0,0000
		20	0,3672	0,3008	0,2339
		40	NC	NC	0,8364
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	1,0884	1,0630	0,3335
		40	NC	NC	0,7316
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0056	-0,0055
		40	-0,0003	-0,0125	-0,0123
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0104	-0,0102
		40	-0,0005	-0,0251	-0,0247
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. Los valores "NC" indican no operación de las protecciones para despejar la falla. 				

En las tablas 4-21 y 4-22 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectores respectivamente. Se aprecia un comportamiento similar al evidenciado en las tablas 4-13 y 4-14 del periodo de mínima demanda en relación a que los tiempos de despeje de falla no varían significativamente con respecto al caso base al producirse una falla aguas abajo de la conexión de la generación, ya que tanto la subestación como el generador contribuyen con energía a la falla en el mismo en el mismo sentido (hacia la falla), por lo que los elementos de protección ven corrientes de falla muy similares a las apreciadas en el caso base.

Tabla 4-21: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 675.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0370	-0,0010	0,0014
		40	-0,0027	-0,0028	0,0035
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0006	-0,0003	0,0007
		40	-0,0016	-0,0009	0,0021
	Falla monofásica	0	0,0012	0,0000	0,0000
		20	-0,0025	-0,0013	0,0011
		40	-0,0054	-0,0033	0,0029
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	-0,0004	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	0,0005	-0,0004	-0,0004
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0006	0,0006	0,0006
		40	0,0020	0,0020	0,0020
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0005	-0,0005	-0,0004
		40	-0,0011	-0,0011	-0,0011
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0003	-0,0002	0,0010
		40	0,0005	-0,0010	0,0025
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0005	-0,0001	0,0004
		40	-0,0016	-0,0004	0,0012
		0	0,0007	0,0000	0,0000

	Falla monofásica	20	-0,0016	-0,0006	0,0006
		40	-0,0039	-0,0015	0,0018
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-22: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 675.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0004	-0,0002	0,0001
		40	-0,0006	-0,0003	0,0002
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0004	-0,0001	0,0002
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0006	-0,0002	0,0001
		40	-0,0008	-0,0003	0,0002
Nodo 645 (N2)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	-0,0001
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0001	0,0001	0,0002
		40	0,0002	0,0002	0,0004
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	-0,0001
Nodo 634 (N1)	Falla trifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0003	-0,0001	0,0002
	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0001
		40	-0,0002	0,0000	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	0,1610	-0,0001	0,0001
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. 				

	<ul style="list-style-type: none"> En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente.
--	---

De manera similar a lo enunciado en las tablas 4-15 y 4-16 del periodo de mínima demanda, en las tablas 4-23 y 4-24 se muestran las diferencias en los tiempos de reacción de los esquemas de protección de los fusibles y reconectores respectivamente. A diferencia de los escenarios anteriores, la conexión de la generación se realiza en ramales diferentes a los que se realizan las fallas, por lo que se aprecian tiempos de despeje de falla muy similares a los tiempos apreciados en el caso base.

Tabla 4-23: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en fusibles, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 684.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0005	-0,0005	0,0005
	Falla monofásica	0	0,0007	0,0000	0,0000
		20	-0,0007	-0,0004	0,0004
		40	-0,0018	-0,0014	0,0013
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0002	-0,0002
		40	-0,0008	-0,0008	-0,0008
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	-0,0001	-0,0001
		40	-0,0004	-0,0004	-0,0004
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	-0,0001	0,0001
		40	-0,0005	-0,0002	0,0003
	Falla monofásica	0	0,0003	0,0000	0,0000
		20	-0,0005	-0,0002	0,0002
		40	-0,0016	-0,0006	0,0008
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Tabla 4-24: Diferencias en el tiempo de respuesta de las protecciones entre sistema con GD y el caso base en un esquema de protección basado en reconectadores, demanda máxima y frente a una falla en el nodo 684.

Punto de conexión generación	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Diferencia en el tiempo de respuesta de las protecciones con respecto al caso base [s]		
			Generador sincrónico	Generador con inversores y control de potencia	Generador con inversores y control de tensión
Nodo 692 (N3)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0002	-0,0001	0,0001
		40	-0,0003	-0,0001	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0003	-0,0001	0,0001
		40	-0,0006	-0,0002	0,0002
Nodo 645 (N2)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0004	0,0000
		40	-0,0002	-0,0002	-0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	0,0000	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	0,0000
Nodo 634 (N1)	Falla bifásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0000
		40	-0,0001	-0,0001	0,0001
	Falla monofásica	0	0,0000	0,0000	0,0000
		20	-0,0001	0,0000	0,0001
		40	-0,0002	-0,0001	0,0001
Notas:	<ul style="list-style-type: none"> Valores positivos representan que la protección con el generador actuó con un tiempo superior que en el caso base. En los Anexos C, D y E se presentan los tiempos de despeje de falla para los escenarios con generador sincrónico, generadores basados en inversores con control de potencia y generadores basados en inversores con control de tensión respectivamente. 				

Se aprecia que el comportamiento es muy similar tanto para los fusibles como para los reconectadores cuando se compara con los escenarios de mínima demanda y de máxima demanda, con la salvedad de que, en los periodos de máxima demanda, estos tiempos tienden a ser más cercanos a los presentados en el caso base.

A modo general, se observa el comportamiento de las protecciones muy similar al del caso base ante una falla encontrada en un ramal que no esté relacionado con la GD, pero ante fallas en ramales relacionados con la GD se tiene un incremento en la diferencia del tiempo de despeje de falla entre el caso base y los casos con GD. Por otro lado, los tiempos de despeje de falla son superiores con los reconectadores al compararlos con los fusibles principalmente frente a fallas de alta impedancia, llegando al punto de no operar frente a fallas, como es en los casos donde se conectan los generadores sincrónicos y generadores basados en inversores con control de potencia en los nodos 634 (N1) y 645 (N2) y frente a fallas en el nodo 633 y cercanías al nodo 645 respectivamente. Lo cual implica que los

fusibles presentan un mejor tiempo de despeje de falla a la hora realizar conexiones de GD en los sistemas. Si se considera el tiempo de restablecimiento del sistema posterior a una falla, los fusibles al ser de operación única pueden comprometer la continuidad del servicio por un tiempo superior al de los reconectores, ya que los fusibles al quemarse se debe esperar a que un operador de la red los cambie [24].

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

En la actualidad las redes de distribución a nivel de tensión de 13,2 kV no presentan los diseños adecuados para operar con generación distribuida, ya que tradicionalmente los esquemas para la coordinación de protecciones se basan en flujos unidireccionales, donde la potencia va desde la fuente (subestación) hacia las cargas (usuarios). Es de aclarar que el aporte a la corriente de falla varía según el tipo de fuente de energía que se esté conectando al sistema y la impedancia de falla, impactando finalmente los tiempos en los que se estarían despejando las fallas: esto se aprecia al compararse la conexión de generación sincrónica y la generación basada en inversores, donde los escenarios con generación sincrónica o generación basada en inversores y control de potencia presentan diferencias de tiempo superiores a la conexión de generación basada en inversores y control de tensión (siendo los casos más críticos la conexión de inversores y control de potencia y fallas de alta impedancia cercanas a la conexión del generador y aguas arriba del mismo). Se aprecia que frente a fallas de baja impedancia presentan un bajo impacto en las protecciones.

El análisis de los efectos que se pueden producir al introducir fuentes de energía ya sean convencionales como lo son los generadores sincrónicos o renovables conectadas a través de inversores en los sistemas de distribución provee información importante a la hora de realizar la selección de los elementos de protección eléctrica que se implementaran en el sistema y sus ajustes. Permitiendo al operador de red proyectar los elementos necesarios para construir o remodelar la infraestructura de las redes de distribución y que estas estén alineadas a las posibles problemáticas que se puedan presentar con la instalación de estas fuentes de energía en el sistema.

De acuerdo con los escenarios analizados en este trabajo, el impacto en la coordinación de las protecciones eléctricas se incrementaba a medida que el sistema presenta una mayor impedancia de falla, adicional a esto, se apreció en primer instancia, que los fusibles

presentan un mejor comportamiento a la hora de despejar una falla en el sistema que los reconectores tomando como consideración el menor número de cambio de elementos en el sistema para la conexión de la generación distribuida, pero si analizamos la vulnerabilidad del sistema, lo más recomendable es proteger la conexión de la generación distribuida con un reconector, ya que al fundirse el fusible se debe esperar a que un operador técnico de la región visite el punto de falla y reemplace el elemento, tiempo que con un reconector es mucho menor, ya que este puede ajustarse para tener recierres de tal manera de que la falla se pueda disipar de manera natural y se pueda restablecer el servicio de energía de manera automática. Por otra parte, al analizarse el comportamiento de las protecciones eléctricas en los escenarios de la conexión de generación basada en inversores, se aprecia que cuando el inversor está controlando la tensión en el nodo de conexión, la coordinación de protecciones se ve impactada de manera menor que cuando se implementa con un control de potencia.

Incluir fuentes de generación distribuida en las redes de distribución de tensión de 13.2 kV, a pesar de generar muchos beneficios para los usuarios, implica un desafío para la ingeniería, ya que las redes de distribución en la actualidad están diseñadas para tener una operación de manera radial, por lo que en muchos casos tendrán que ser reformadas parcial o totalmente no solo en el ámbito de las protecciones, sino también, en su infraestructura en general.

5.2 Recomendaciones

Este estudio se llevó a cabo buscando hacer un acercamiento al impacto generado en los esquemas de protecciones típicos implementados en las redes de distribución de 13,2kV, haciendo un análisis comparativo del funcionamiento de los esquemas de protecciones eléctricas en escenarios sin generación distribuida, conexión de generación basada en generadores sincrónicos y conexión de generación por medio de inversores al sistema con diferentes modos de control, para lo cual se implementaron modelos genéricos proporcionados por el software empleado para las simulaciones tanto para los generadores, como para los esquemas de protecciones. De esta manera, como recomendación y/o trabajo futuro se sugiere aplicar otros modelos tanto para las protecciones como para las fuentes de generación y que permitan tener comprensión de

otras problemáticas que se pueden presentar en el sistema (como lo es el efecto isla) y que no son abordadas en este trabajo.

A. Anexo A: Características de las protecciones

A continuación, se describen los parámetros empleados para el ajuste de las protecciones empleadas en el software Power Factory DigSilent y esquematizadas en las curvas de protección mostradas en el capítulo 3 de simulaciones para el relé de la subestación (SEL 351), fusibles y reconectores.

Ajustes	Símbolo	SEL 351
Unidad temporizada de fase	I>	160
DIAL de tiempo de fase	k>	0.8
Característica de operación de fase	Curva I>	EI
Unidad Instantánea de fase	I>>	OFF
Tiempo unidad instantánea de fase	t>>	OFF
Ajuste de corriente		0.8
Relación transformador de corriente	TC	200:1
Relación transformador de potencial	TP	13200:110

Ajustes	Símbolo	Fusible S&C 15T
Tensión	V	14400
Corriente	A	22.5

Ajustes	Símbolo	Fusible S&C 20T
Tensión	V	14400
Corriente	A	30

Ajustes	Símbolo	Fusible S&C 30T
Tensión	V	14400
Corriente	A	45

Ajustes	Símbolo	Fusible S&C 80T
---------	---------	-----------------

Tensión	V	14400
Corriente	A	120

Ajustes	Símbolo	Reconectador
Unidad temporizada de fase	I>	125
DIAL de tiempo de fase disparo rápido	k>	0,05
DIAL de tiempo de fase disparo lento	k>	0,5
Característica de operación de fase disparo rápido	Curva I>	IV
Característica de operación de fase disparo lento	Curva I>	IV

Ajustes	Símbolo	Reconectador
Unidad temporizada de fase	I>	30
DIAL de tiempo de fase disparo rápido	k>	0,05
DIAL de tiempo de fase disparo lento	k>	0,5
Característica de operación de fase disparo rápido	Curva I>	IV
Característica de operación de fase disparo lento	Curva I>	IV

Ajustes	Símbolo	Reconectador
Unidad temporizada de fase	I>	45
DIAL de tiempo de fase disparo rápido	k>	0,05
DIAL de tiempo de fase disparo lento	k>	0,5
Característica de operación de fase disparo rápido	Curva I>	IV
Característica de operación de fase disparo lento	Curva I>	IV

Ajustes	Símbolo	Reconectador
Unidad temporizada de fase	I>	50
DIAL de tiempo de fase disparo rápido	k>	0,05
DIAL de tiempo de fase disparo lento	k>	0,5
Característica de operación de fase disparo rápido	Curva I>	IV
Característica de operación de fase disparo lento	Curva I>	IV

Ajustes	Símbolo	Reconectador
Unidad temporizada de fase	I>	150
DIAL de tiempo de fase disparo rápido	k>	0,05
DIAL de tiempo de fase disparo lento	k>	0,5
Característica de operación de fase disparo rápido	Curva I>	IV
Característica de operación de fase disparo lento	Curva I>	IV

B. Anexo B: Resultados Caso Base

En este anexo se presentan los tiempos de despeje de falla obtenidos al simular el caso base (sin GD) en los diferentes nodos, considerando impedancias de falla de 0 $[\Omega]$, 20 $[\Omega]$ y 45 $[\Omega]$, tanto para los esquemas de protección basado en fusibles como en los esquemas de protección basados en reconectores y frente a los periodos de demanda mínima y máxima estudiados.

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con fusibles.**

Sin GD	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,150	0,588
Máxima	0,003	0,150	0,581

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,051	0,203
Máxima	0,003	0,051	0,202

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,152	0,591
Máxima	0,003	0,151	0,583

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con fusibles.**

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,410	1,724
Máxima	0,006	0,364	1,335

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,138	0,539
Máxima	0,006	0,132	0,487

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con fusibles.**

Sin GD	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,471	1,889
Máxima	0,006	0,385	1,239

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,168	0,594
Máxima	0,006	0,156	0,502

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,475	1,899
Máxima	0,006	0,389	1,246

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con fusibles.**

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,361
Máxima	0,003	0,089	0,319

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,118
Máxima	0,003	0,030	0,112

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con reconectores.**

Sin GD	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40

Mínima	0,023	0,055	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con reconectores.**

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,097	0,223
Máxima	0,023	0,093	0,200

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,053	0,113
Máxima	0,023	0,052	0,109

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con reconectores.**

Sin GD	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,051	0,106
Máxima	0,023	0,049	0,097

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

82 Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

- Falla nodo 684, esquema de protecciones con reconectores.

Sin GD	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Hora	0	20	40
3	0,023	0,045	0,095
17	0,023	0,044	0,088

Sin GD	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Hora	0	20	40
3	0,023	0,025	0,052
17	0,023	0,025	0,049

C. Anexo C: Resultados conexión generador sincrónico

En este anexo se presentan los tiempos de despeje de falla obtenidos al simular el escenario con conexión de la generación sincrónica en los nodos 692, 645 y 634 y considerando impedancias de falla de 0 $[\Omega]$, 20 $[\Omega]$ y 45 $[\Omega]$. Se consideran los esquemas de protección basado en fusibles y los esquemas de protección basados en reconectores tanto para los períodos de demanda mínima como los de máxima demanda estudiados.

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,150	0,587
Máxima	0,003	0,150	0,580

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,004	0,151	0,590
Máxima	0,004	0,151	0,582

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,051	0,203
Máxima	0,004	0,051	0,202

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,149	0,583
Máxima	0,003	0,149	0,579

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,052	0,204
Máxima	0,003	0,052	0,203

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,152	0,591
Máxima	0,003	0,151	0,582

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,002	0,185	1,104
Máxima	0,002	0,187	1,112

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,002	0,048	0,205

Máxima	0,002	0,049	0,207
--------	-------	-------	-------

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Hora	0	20	40
3	0,002	0,199	1,200
17	0,002	0,200	1,208

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,007	0,409	1,719
Máxima	0,007	0,363	1,332

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,007	0,138	0,538
Máxima	0,007	0,132	0,487

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,004	0,724	1,759
Máxima	0,005	0,630	2,114

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,004	0,189	1,888
Máxima	0,004	0,189	1,598

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,408	1,716
Máxima	0,006	0,363	1,329

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,137	0,536
Máxima	0,006	0,131	0,485

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,469	1,882
Máxima	0,006	0,384	1,236

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,008	0,472	1,889
Máxima	0,007	0,386	1,240

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,168	0,591

Máxima	0,006	0,155	0,501
--------	-------	-------	-------

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,470	1,887
Máxima	0,006	0,385	1,240

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,169	0,596
Máxima	0,006	0,157	0,504

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,475	1,897
Máxima	0,006	0,388	1,245

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,471	1,889
Máxima	0,006	0,385	1,240

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,168	0,591
Máxima	0,006	0,156	0,501

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,007	0,473	1,890
Máxima	0,007	0,387	1,242

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,004	0,093	0,359
Máxima	0,004	0,088	0,317

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,118
Máxima	0,003	0,030	0,112

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,360
Máxima	0,003	0,089	0,318

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40

Mínima	0,003	0,031	0,117
Máxima	0,003	0,030	0,112

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,359
Máxima	0,003	0,088	0,317

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásico [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,118
Máxima	0,003	0,030	0,112

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con reconectadores.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,117
Máxima	0,023	0,054	0,117

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		

Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,055	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,291	NC
Máxima	0,023	0,293	NC

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
---------------------	--	--	--

	Impedancia de falla [Ω]		
	0	20	40
Demanda			
Mínima	0,023	0,123	0,312
Máxima	0,023	0,123	0,313

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,307	NC
Máxima	0,006	0,309	NC

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,097	0,222
Máxima	0,023	0,092	0,199

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,053	0,113
Máxima	0,023	0,052	0,109

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	NC	NC
Máxima	0,023	1,181	NC

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40

Mínima	0,006	0,434	NC
Máxima	0,006	0,419	NC

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,097	0,222
Máxima	0,023	0,092	0,199

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,053	0,113
Máxima	0,023	0,052	0,109

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,205
Máxima	0,023	0,082	0,160

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,205
Máxima	0,023	0,083	0,160

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
---------------------	--	--	--

Demanda	Impedancia de falla [Ω]		
	0	20	40
Mínima	0,023	0,051	0,106
Máxima	0,023	0,049	0,096

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,052	0,107
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,205
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
--------------	-----------------------------------	--	--

	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,051	0,106
Máxima	0,023	0,049	0,096

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,094
Máxima	0,023	0,043	0,087

GD Sinc. 692	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,051
Máxima	0,023	0,025	0,049

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,094
Máxima	0,023	0,044	0,088

GD Sinc. 645	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,049

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,094
Máxima	0,023	0,043	0,088

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,049

D. Anexo D: Resultados conexión generador estático y control de potencia

En este anexo se presentan los tiempos de despeje de falla obtenidos al simular el escenario con conexión de la generación basada en inversores con control de potencia en los nodos 692, 645 y 634 y considerando impedancias de falla de 0 [Ω], 20 [Ω] y 45 [Ω]. Se consideran los esquemas de protección basado en fusibles y los esquemas de protección basados en reconectadores tanto para los períodos de demanda mínima como los de máxima demanda estudiados.

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Const. Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,150	0,587
Máxima	0,003	0,150	0,580

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,051	0,207
Máxima	0,003	0,051	0,206

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,155	0,603

Máxima	0,003	0,154	0,595
--------	-------	-------	-------

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,149	0,583
Máxima	0,003	0,149	0,579

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,052	0,204
Máxima	0,003	0,052	0,203

GD Sinc. 634	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Hora	0	20	40
3	0,002	0,199	1,200
17	0,002	0,200	1,208

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,007	0,419	1,763
Máxima	0,007	0,372	1,366

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,142	0,552
Máxima	0,006	0,135	0,500

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,004	0,709	1,775
Máxima	0,005	0,618	2,136

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,004	0,187	1,851
Máxima	0,004	0,187	1,569

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,410	1,724
Máxima	0,006	0,364	1,334

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,138	0,538
Máxima	0,006	0,132	0,487

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,469	1,881

Máxima	0,006	0,384	1,236
--------	-------	-------	-------

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,168	0,592
Máxima	0,006	0,156	0,501

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,473	1,891
Máxima	0,006	0,388	1,242

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,470	1,887
Máxima	0,006	0,385	1,239

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,169	0,596
Máxima	0,006	0,157	0,504

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,475	1,897

10C Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Máxima	0,006	0,388	1,245
--------	-------	-------	-------

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,470	1,886
Máxima	0,006	0,385	1,238

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,168	0,593
Máxima	0,006	0,156	0,502

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,474	1,896
Máxima	0,006	0,388	1,244

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,359
Máxima	0,003	0,088	0,317

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
--------------------	-----------------------------------	--	--

	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,118
Máxima	0,003	0,030	0,112

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,360
Máxima	0,003	0,089	0,318

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,117
Máxima	0,003	0,030	0,112

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,360
Máxima	0,003	0,089	0,318

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,118
Máxima	0,003	0,030	0,112

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,055	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,055	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,329	NC
Máxima	0,023	0,330	NC

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,135	0,420
Máxima	0,023	0,135	0,422

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,330	NC
Máxima	0,023	0,332	NC

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,086	0,194

Máxima	0,023	0,082	0,174
--------	-------	-------	-------

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,047	0,100
Máxima	0,023	0,047	0,097

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	NC	NC
Máxima	0,023	1,156	NC

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	NC	NC
Máxima	0,023	0,353	NC

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,086	0,194
Máxima	0,023	0,082	0,174

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,047	0,100

Máxima	0,023	0,047	0,097
--------	-------	-------	-------

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,205
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,051	0,106
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		

Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,052	0,107
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,051	0,106
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,094
Máxima	0,023	0,043	0,088

GD Inv.692. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,049

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,094
Máxima	0,023	0,044	0,088

GD Inv.645. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,049

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,094
Máxima	0,023	0,044	0,088

108 Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

GD Inv.634. Cons Q	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,049

E. Anexo E: Resultados conexión de generador estático y control de tensión

En este anexo se presentan los tiempos de despeje de falla obtenidos al simular el escenario con conexión de la generación basada en inversores con control de tensión en los nodos 692, 645 y 634 y considerando impedancias de falla de 0 $[\Omega]$, 20 $[\Omega]$ y 45 $[\Omega]$. Se consideran los esquemas de protección basado en fusibles y los esquemas de protección basados en reconectores tanto para los períodos de demanda mínima como los de máxima demanda estudiados.

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,150	0,589
Máxima	0,003	0,150	0,582

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,051	0,204
Máxima	0,003	0,051	0,203

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla $[\Omega]$		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,152	0,593

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Máxima	0,003	0,152	0,584
--------	-------	-------	-------

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,150	0,407
Máxima	0,003	0,150	0,361

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,052	0,204
Máxima	0,003	0,052	0,203

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,152	0,591
Máxima	0,003	0,151	0,582

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,002	0,153	0,720
Máxima	0,002	0,152	0,703

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,002	0,040	0,153

Máxima	0,002	0,039	0,152
--------	-------	-------	-------

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,002	0,154	0,715
Máxima	0,002	0,152	0,696

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,412	1,731
Máxima	0,006	0,366	1,339

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,139	0,541
Máxima	0,006	0,132	0,489

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,412	1,730
Máxima	0,006	0,366	1,320

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,137	0,540
Máxima	0,006	0,131	0,488

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,412	1,732
Máxima	0,006	0,366	1,340

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,139	0,541
Máxima	0,006	0,132	0,489

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,472	1,898
Máxima	0,006	0,386	1,242

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,169	0,597
Máxima	0,006	0,157	0,504

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,477	1,908

Máxima	0,006	0,390	1,249
--------	-------	-------	-------

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,470	1,887
Máxima	0,006	0,385	1,239

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,169	0,596
Máxima	0,006	0,157	0,504

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,475	1,897
Máxima	0,006	0,388	1,245

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,472	1,894
Máxima	0,006	0,386	1,241

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,169	0,595

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Máxima	0,006	0,156	0,504
--------	-------	-------	-------

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,006	0,476	1,904
Máxima	0,006	0,389	1,248

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con fusibles.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,362
Máxima	0,003	0,089	0,320

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,119
Máxima	0,003	0,031	0,113

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,360
Máxima	0,003	0,089	0,318

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,117
Máxima	0,003	0,030	0,112

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,094	0,362
Máxima	0,003	0,089	0,320

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,003	0,031	0,118
Máxima	0,003	0,031	0,113

- **Falla nodo 633, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,055	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,055	0,118

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Máxima	0,023	0,055	0,118
GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,054	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,031	0,064
Máxima	0,023	0,031	0,064

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,055	0,118
Máxima	0,023	0,055	0,118

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,275	1,149
Máxima	0,023	0,275	1,143

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,137	0,447
Máxima	0,023	0,138	0,448

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,274	1,135
Máxima	0,023	0,275	1,129

- **Falla nodo 645, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,087	0,195
Máxima	0,023	0,082	0,175

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,047	0,101
Máxima	0,023	0,047	0,097

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,455	1,066
Máxima	0,023	0,426	0,931

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,296	1,102
Máxima	0,023	0,286	0,946

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,087	0,195
Máxima	0,023	0,082	0,175

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,047	0,101
Máxima	0,023	0,047	0,097

- **Falla nodo 675, esquema de protecciones con reconectores.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40

Mínima	0,023	0,052	0,107
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,207
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,052	0,107
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla trifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		

Impactos en las protecciones eléctricas en redes de distribución radiales con generación distribuida, considerando una alta penetración de fuentes basadas en inversores

Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,093	0,206
Máxima	0,023	0,083	0,161

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,052	0,107
Máxima	0,023	0,049	0,097

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,094	0,207
Máxima	0,023	0,083	0,161

- **Falla nodo 684, esquema de protecciones con reconectadores.**

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,095
Máxima	0,023	0,044	0,088

GD Inv.692. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,050

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,095
Máxima	0,023	0,044	0,088

GD Inv.645. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,049

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla monofásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,045	0,095
Máxima	0,023	0,044	0,088

GD Inv.634. Cons V	Tiempo despeje falla bifásica [s]		
	Impedancia de falla [Ω]		
Demanda	0	20	40
Mínima	0,023	0,025	0,052
Máxima	0,023	0,025	0,050

Bibliografía

- [1] B. J. Brearley and R. R. Prabu, "A review on issues and approaches for microgrid protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67. Elsevier Ltd, pp. 988–997, Jan. 01, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.047.
- [2] R. Mohanty, P. Chen, L. A. Tuan, and A. Narula, "Challenges in Protection of Converter Dominated Medium-Voltage Microgrids," Sep. 2019, doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905739.
- [3] S. C. Ilik and A. B. Arsoy, "Effects of Distributed Generation on Overcurrent Relay Coordination and an Adaptive Protection Scheme," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Jul. 2017, vol. 73, no. 1, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012026.
- [4] A. Yazdaninejadi, D. Nazarpour, and S. Golshannavaz, "Sustainable electrification in critical infrastructure: Variable characteristics for overcurrent protection considering DG stability," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 54, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102022.
- [5] F. M. NOROĞLU and A. B. ARSOY, "Central coordination relay for distribution systems with distributed generation," *TURKISH J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 23, pp. 2150–2160, 2015, doi: 10.3906/elk-1302-80.
- [6] H. L. R. van der Walt, R. C. Bansal, and R. Naidoo, "PV based distributed generation power system protection: A review," *Renewable Energy Focus*, vol. 24. Elsevier Ltd, pp. 33–40, Mar. 01, 2018, doi: 10.1016/j.ref.2017.12.002.
- [7] United States Department of Energy, "20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply | Department of Energy," 2008. <https://www.energy.gov/eere/wind/20-wind-energy-2030-increasing-wind-energys-contribution-us-electricity-supply> (accessed Nov. 29, 2019).
- [8] Z. Hisham, H. Hashim, Z. Shukri, and Z. Ishak, "Evaluation of Protective Relaying Reliability in Renewable Energy Environment," *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 8, no. 2, p. 407, Nov. 2017, doi: 10.11591/ijeecs.v8.i2.pp407-413.
- [9] T. S. Basso and R. DeBlasio, "IEEE 1547 series of standards: Interconnection

- issues,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1159–1162, Sep. 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.834000.
- [10] G. A. Quiroga, C. F. M. Almeida, H. Kagan, and N. Kagan, “Protection system considerations in networks with distributed generation,” in *Power Systems*, no. 9789811070006, Springer Verlag, 2018, pp. 255–280.
- [11] X. Xu, T. Wang, L. Mu, and J. Mitra, “Predictive Analysis of Microgrid Reliability Using a Probabilistic Model of Protection System Operation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 3176–3184, Jul. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2628812.
- [12] F. Mumtaz and I. S. Bayram, “Planning, Operation, and Protection of Microgrids: An Overview,” in *Energy Procedia*, Feb. 2017, vol. 107, pp. 94–100, doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.137.
- [13] D. Turcotte and F. Katiraei, “Fault contribution of grid-connected inverters,” 2009, doi: 10.1109/EPEC.2009.5420365.
- [14] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and active distribution networks*. Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [15] S. A. Gopalan, V. Sreeram, and H. H. C. Lu, “A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32. Pergamon, pp. 222–228, Apr. 01, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.037.
- [16] N. K. CHOUDHARY, S. R. MOHANTY, and R. K. SINGH, “Impact of distributed generator controllers on the coordination of overcurrent relays in microgrid,” *TURKISH J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 25, no. 4, pp. 2674–2685, 2017, doi: 10.3906/elk-1603-197.
- [17] C. M. Doñez Gutierrez and J. J. López Marquez, “Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas,” México, Oct. 2015. Accessed: Jun. 22, 2022. [Online]. Available: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/9365/3/TESIS.pdf>.
- [18] J. F. Piñeros, L. Y. Agudelo, A. M. Gutierrez, J. F. Llano, and D. Echeverri, “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES RETOS Y NECESIDADES PARA LA SEGURIDAD DEL SISTEMA,” Mar. 2019. Accessed: Jun. 22, 2022. [Online]. Available: http://www.cigrecolombia.org/Documents/Memorias/Workshop-B5-22-10-2019/B5.21_674.pdf.

- [19] S. Ward *et al.*, “Redundancy considerations for protective relaying systems,” 2010, doi: 10.1109/CPRE.2010.5469478.
- [20] J. D. Valbuena Godoy, “Respuesta de un esquema de protección en distribución incluyendo generación distribuida,” Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2020.
- [21] S. Ramírez Castaño, E. Alejandro Becerra Hernández, and A. M. Contenido Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera ed. Manizales: Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [22] Empresas Públicas de Medellín, “Guía Metodológica N o GM-14: Coordinación de protecciones redes de distribución GT-14 Guía Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución Guía Metodológica N o GM-14: Coordinación de protecciones redes de distribución,” 2019. Accessed: Jun. 22, 2022. [Online]. Available: https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/documentos/en_revisión/14-COORDINACION_PROTECCIONES/GM-14_GUIA_METODOLOGICA_COORDINACION_DE_PROTECCIONES_REDES_DE_DISTRIBUCION.pdf?ver=2021-04-20-102813-390.
- [23] SYC Elctric Company, “Fusibles de Potencia SM para subestaciones, distribución en exteriores.” <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/fusibles-de-potencia-sm/> (accessed Jun. 22, 2022).
- [24] C. Janeth and D. Urbina, “Análisis del impacto sobre las protecciones eléctricas al instalar sistemas solares fotovoltaicos en una red de distribución con nivel de tensión 13.2 kv,” Manizales, 2015. Accessed: Jun. 22, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/57305>.
- [25] J. Leonardo, C. Pazmiño, W. Orlando, and F. Quilca, “ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON RELÉS DIGITALES (IED) DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO EN NIVELES DE VOLTAJE DE 138kV y 46kV,” Quito, Sep. 2008. Accessed: Jun. 22, 2022. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/882>.
- [26] “SEL-351A Sistema de protección | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/351A/> (accessed Nov. 14, 2022).
- [27] GE Power Management, “Distribution System Feeder Overcurrent Protection,” Ontario. Accessed: Jun. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/products/applications/get6450.pdf>.

- [28] Zhuhai Powint Electric Co, “Disyuntor montado en poste - ZW32-12 - Zhuhai Powint Electric Co.,Ltd - de vacío / trifásico / AC.” <https://www.directindustry.es/prod/zhuhai-powint-electric-co-ltd/product-235326-2385796.html> (accessed Jun. 22, 2022).
- [29] ATA ELECTRIC, “Ficha tecnica chardon | Enhanced Reader.” moz-extension://5313e6e9-e97c-4ece-aadb-0f6c111c5683/enhanced-reader.html?openApp&pdf=https%3A%2F%2Fircdn.multiscreensite.com%2F9f80eacf%2Ffiles%2Fuploaded%2FReconector_Chardon.pdf (accessed Jun. 22, 2022).
- [30] CELSA, “Seccionalizador digital.” <https://www.celsa.com.co/es/proteccion-y-maniobra/73-seccionalizador-digital.html> (accessed Jun. 22, 2022).
- [31] IEEE Std C37.48.1, “IEEE Guide for the Application, Operation, and Coordination of High-Voltage (>1000 V) Current-Limiting Fuses,” *C37.48.1-2011*, 2011. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6178752> (accessed Jun. 22, 2022).
- [32] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. WINTER MEETING, pp. 908–912, 2001, doi: 10.1109/PESW.2001.916993.
- [33] S. Ramírez, “Redes de distribución de energía,” *Redes de distribución de energía*. Universidad Nacional de Colombia, pp. 653–843, Apr. 05, 2009, Accessed: May 23, 2016. [Online]. Available: http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/12/958-9322-86-7_Parte4.pdf.
- [34] L. F. Gaitán, J. D. Gómez, and E. Rivas-Trujillo, “Quasi-Dynamic Analysis of a Local Distribution System with Distributed Generation. Study Case: The IEEE 13 Nodes System | Enhanced Reader,” *Tecnológicas*, vol. 22, pp. 195–212, 2019, doi: 10.22430/22565337.1489.
- [35] S. Kittiwattanaphon, “DIgSILENT PowerFactory User Manual 2017.” Accessed: Jun. 29, 2022. [Online]. Available: https://www.academia.edu/35776168/DIgSILENT_PowerFactory_User_Manual_2017.
- [36] F. G. Castro Elgueta and C. Rahmann Zúñiga, “Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de sistemas de potencia,” Universidad de Chile, 2013. Accessed: Jun. 29, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/112742>.
- [37] A. Marinopoulos, F. Papandrea, M. Reza, S. Norrga, F. Spertino, and R. Napoli, “Grid integration aspects of large solar PV installations: LVRT capability and reactive

- power/voltage support requirements,” 2011, doi: 10.1109/PTC.2011.6019324.
- [38] SEL, “SEL-351 Sistema de protección | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/351/docs/> (accessed Aug. 02, 2022).
- [39] S&C Electric Company, “Eslabones Fusibles Positrol®.” <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/eslabones-fusibles-positrol2/> (accessed Aug. 02, 2022).
- [40] CNO, “Acuerdo 1322 Por el cual se actualiza el documento ‘Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN’ | C.N.O,” 2020. <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1322-por-el-cual-se-actualiza-el-documento-requisitos-de-protecciones-para-la> (accessed Jun. 29, 2022).
- [41] Congreso de Colombia, “Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de constitucionalidad [LEY_1715_2014].” http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html (accessed Jun. 29, 2022).
- [42] CREG, “Alejandría - Resolución 174 de 2021 CREG.” https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm (accessed Jun. 29, 2022).
- [43] O. Gómez Carmona and C. J. Zapata, “Efecto del desbalance en las cargas sobre la valoración de confiabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica,” *Revista de Ingeniería SciELO*, vol. 25. SciELO, Bogotá, Jun. 2007, Accessed: Jun. 29, 2022. [Online]. Available: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-49932007000100006.
- [44] EPM, “GM-10 Guía Metodológica: Análisis de cortocircuito y falla a tierra,” 2019. Accessed: Jun. 29, 2022. [Online]. Available: [https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/documentos en revisi3n/10-CORTOCIRCUITO FALLA A TIERRA/GM-10 GUIA METODOLOGICA ANALISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.pdf?ver=2021-04-20-102316-140](https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/documentos%20en%20revisi3n/10-CORTOCIRCUITO%20FALLA%20A%20TIERRA/GM-10%20GUIA%20METODOLOGICA%20ANALISIS%20DE%20CORTOCIRCUITO%20Y%20FALLA%20A%20TIERRA.pdf?ver=2021-04-20-102316-140).