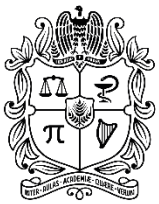


UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

# DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE DOS MICRORREDES CONECTADAS A UN SISTEMA DÉBIL

**Oscar Mauricio Florez Castillo**

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica
Bogotá, Colombia
2021

# DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE DOS MICRORREDES CONECTADAS A UN SISTEMA DÉBIL

**Oscar Mauricio Florez Castillo**

Trabajo final de maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:
**Magister en ingeniería eléctrica.**

Director:
I.E., Ph.D. Camilo Andrés Cortés Guerrero

Codirector (a):

I.E., Ph.D. David Fernando Romero Quete.

Línea de Investigación:
Diseño e implementación de microrredes eléctricas para garantizar la calidad de suministro en cargas críticas del Vichada

Grupo de Investigación:
EMC-UN

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica
Bogotá, Colombia
2021

*A mis abuelos quienes en gran medida hicieron parte de mi formación.*
*A mis padres que siempre han apoyado mis ideas y decisiones.*
*A mis hijos, el motor de mi vida y quienes han sido pacientes durante la ejecución de este proyecto.*

# 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.

Nombre: Oscar Mauricio Florez Castillo

Fecha 12/10/2021

# Resumen


## DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE DOS MICRORREDES CONECTADAS A UN SISTEMA DÉBIL

Este documento presenta un análisis del sistema de protecciones de dos microrredes interconectadas con una red eléctrica débil. Inicialmente se describen algunas situaciones que evidencian los problemas y las necesidades particulares de protección al interior de las microrredes. Luego se presenta el modelo empleado para el desarrollo de las simulaciones, se establecen los criterios usados para el cálculo de ajuste de las funciones de protección, se hace el cálculo de los ajustes y se realiza la verificación del desempeño en condiciones de cortocircuito bajo los cuatro escenarios analizados. Finalmente se definen las especificaciones técnicas que deben tener los equipos de protección a emplear en la microrred.


**Palabras clave: (Microrred, función de protección, protección direccional, protecciones adaptativas).**

# Abstract


## DESIGN OF THE PROTECTION SYSTEM OF TWO MICROGRIDS CONNECTED TO A WEAK ELECTRICAL NETWORK

This document presents a protection system analysis for two microgrids connected to a weak electrical network. First some situations are described to evidence the issues and the particular needs of protection inside the microgrids. Then, the model used to run the simulations is presented, the criteria for the calculation of the adjustment of the protection functions are established, the settings calculations are defined, and the performance under short-circuit conditions are verified under the four analyzed scenarios. Finally, the technical specifications for the protection equipment inside the microgrid are showed.


**Keywords: (Microgrid, protection functions. Directional protection, adaptive protections).**

# Contenido

**Pág.**

**Resumen** ..... **V**

**Lista de tablas** ..... **X**

**Lista de figuras** ..... **XI**

**1 Introducción.** ..... **1**

1.1 Antecedentes: ..... 3

1.2 Descripción del problema: ..... 5

**2 Objetivo General** ..... **6**

2.1 Objetivos específicos: ..... 6

**3 Metodología de desarrollo** ..... **7**

3.1 Modelado y simulaciones iniciales ..... 7

3.2 Criterios de ajuste de protección ..... 7

3.3 Validación del diseño ..... 7

3.4 Especificación de equipos de protección ..... 8

**4 Desarrollo del diseño de las protecciones** ..... **9**

4.1 Consideraciones generales ..... 9

4.2 Modelado del sistema para el caso de estudio ..... 10

4.2.1 Transformador: ..... 10

4.2.2 Conductores: ..... 10

4.2.3 Cargas ..... 10

4.2.4 Fuentes ..... 11

4.3 Escenarios analizados. ..... 11

4.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito ..... 12

4.4.1 Escenario 1 ..... 12

4.4.2 Escenario 2 ..... 14

4.4.3 Escenario 3 ..... 15

4.4.4 Escenario 4 ..... 16
4.5 Análisis de resultados de cortocircuito ..... 17
4.5.1 Comparación de magnitud de corriente ..... 17
4.5.2 Criterio de adaptabilidad de protecciones ..... 17
4.5.3 Criterio de direccionalidad de protecciones ..... 20
**5 Criterios de ajuste de las protecciones ..... 23**
5.1 Protección de Sobrecarga y Sobrecorriente – (51/50) (51N/50N) – (67/67N) ..... 24
5.1.1 Transformador ..... 24
5.1.2 Salidas hacia la microrred ..... 26
5.1.3 Salidas hacia los inversores de generación fotovoltaica ..... 26
5.1.4 Salidas hacia las cargas ..... 27
5.2 Subtensión (27) ..... 27
5.3 Sobretensión (59) ..... 27
5.4 Protección de frecuencia – (81U/81O) ..... 27
5.5 Tasa de cambio en la frecuencia (81R) ..... 28
5.6 Vector Shift (78VS) ..... 28
5.7 Chequeo de sincronismo (25) ..... 29
**6 Ajuste de las protecciones ..... 30**
6.1 Relé de protección en el transformador lado 480 V. ..... 30
6.1.1 Ajustes protección de sobrecorriente direccional ..... 31
6.2 Relé de protección hacia microrred 1. ..... 33
6.2.1 Ajustes protección de sobrecorriente direccional ..... 34
6.3 Relé de protección hacia microrred 2. ..... 37
6.4 Relé de protección hacia inversor PV1 ..... 37
6.4.1 Ajustes protección de sobrecorriente direccional ..... 38
6.5 Relé de protección hacia inversor PV2 ..... 40
6.6 Protección de chequeo de sincronismo ..... 40
6.7 Relé de protección hacia cargas AC de microrred 1 ..... 40
6.7.1 Ajustes protección de sobrecorriente ..... 41
6.8 Relé de protección hacia cargas AC de microrred 2 ..... 43
6.9 Inversor microrred 1 y 2. ..... 43
6.9.1 Ajustes protección de subtensión ..... 43
6.9.2 Ajustes protección de sobretensión ..... 43

6.9.3 Ajustes protección de frecuencia ..... 44
6.9.4 Tasa de cambio en la frecuencia - ROCOF ..... 45
6.9.5 Vector shift ..... 46
**7 Verificación de los ajustes de sobrecorriente ..... 49**
7.1 Escenario 1 ..... 50
7.2 Escenario 2 ..... 63
7.3 Escenario 3 ..... 71
7.4 Escenario 4 ..... 74
7.5 Curva de daño de transformador y conductores ..... 74
7.6 Resumen de resultados ..... 75
**8 Lógica de las protecciones ..... 77**
8.1 Mapa de disparo de funciones de protección ..... 77
8.2 Lógica del cambio de grupo en protecciones ..... 78
**9 Especificación de equipos de protección ..... 80**
9.1 Requisitos generales ..... 80
9.2 Requisitos específicos – Relé de inversores ..... 80
9.3 Equipos comercialmente disponibles ..... 81
**10 Conclusiones ..... 82**
**11 Trabajo futuro ..... 84**
**12 Bibliografía ..... 85**

# Lista de tablas

Tabla 4-1 Parámetros de transformador ..... 10
Tabla 4-2 Parámetros de conductores ..... 10
Tabla 4-3 Parámetros de cargas ..... 11
Tabla 4-4 Parámetros de inversores ..... 11
Tabla 5-1 Requerimientos de protección según CNO 1322 de 2020 [2] ..... 23
Tabla 6-1 Ajustes del relé del transformador lado 480 V. ..... 32
Tabla 6-2 Ajustes relé principal de la Microrred 1 ..... 35
Tabla 6-3 Ajustes relé hacia inversor PV1 ..... 39
Tabla 6-4 Ajustes de función de chequeo de sincronismo ..... 40
Tabla 6-5 Ajustes relé hacia las cargas de microrred 1 ..... 42
Tabla 6-6 Relación entre ajuste en Hz y ajuste de ángulo en grados para 78VS [35] ..... 47
Tabla 6-7 Ajustes de protección en inversores ..... 47
Tabla 7-1 Resumen de resultados de casos analizados - Escenario 1 ..... 75
Tabla 7-2 Resumen de resultados de casos analizados - Escenario 2 ..... 76
Tabla 7-3 Resumen de resultados de casos analizados - Escenario 3 ..... 76
Tabla 8-1 Direccionamiento de disparo para funciones de protección ..... 78
Tabla 8-2 Tabla de referencia para selección de grupo de ajustes ..... 78

# Lista de figuras

Figura 1-1 Esquema eléctrico de microrredes conectadas a red débil. ..... 2
Figura 4-1 Diagrama unifilar del sistema estudiado..... 12
Figura 4-2 Resultados de cortocircuito - Escenario 1..... 13
Figura 4-3 Resultados de cortocircuito - Escenario 2..... 14
Figura 4-4 Resultados de cortocircuito - Escenario 3..... 15
Figura 4-5 Resultados de cortocircuito - Escenario 4..... 16
Figura 4-6 Comparación de corrientes de cortocircuito ..... 17
Figura 4-7 Resultados de cortocircuito en MG1_AC – Escenario 1..... 18
Figura 4-8 Resultados de cortocircuito en MG1_AC – Escenario 2..... 19
Figura 4-9 Resultados de cortocircuito en MG1_PV1 - Escenario 1..... 21
Figura 4-10 Resultados de cortocircuito en MAIN_MG - Escenario 1..... 22
Figura 5-1 Curva de daño térmico a) transformadores 15-500 kVA, [17]; b) conductores de cobre, [27]. ..... 25
Figura 6-1 Rutas de coordinación para interruptor lado 480 del transformador ..... 31
Figura 6-2 Rutas de coordinación para interruptor principal de la microrred 1..... 34
Figura 6-3 Rutas de coordinación para interruptor del inversor de la microrred 1..... 38
Figura 6-4 Rutas de coordinación para interruptor de las cargas de la microrred 1 ..... 41
Figura 6-5 Diagrama de zonas de protección de funciones de tensión ..... 44
Figura 6-6 Diagrama de zonas de protección de funciones de frecuencia ..... 45
Figura 6-7 Ejemplo del comportamiento de la frecuencia ante eventos eléctricos, [5]. ..... 46
Figura 7-1 Diagrama unifilar con protecciones de sobrecorriente ..... 49
Figura 7-2 Falla trifásica en secundario de transformador – Escenario 1..... 51
Figura 7-3 Falla monofásica en secundario de transformador – Escenario 1 ..... 52
Figura 7-4 Falla trifásica en MAIN_MG – Escenario 1 ..... 54
Figura 7-5 Falla monofásica en MAIN_MG – Escenario 1 ..... 55
Figura 7-6 Falla trifásica en MG2_AC – Escenario 1..... 56
Figura 7-7 Falla monofásica en MG2_AC – Escenario 1 ..... 57
Figura 7-8 Falla trifásica en Inversor de microrred 2 – Escenario 1..... 59
Figura 7-9 Falla monofásica en Inversor de microrred 2 – Escenario 1 ..... 60
Figura 7-10 Falla trifásica en cargas de microrred 2 – Escenario 1..... 61
Figura 7-11 Falla monofásica en cargas de microrred 2 – Escenario 1 ..... 62
Figura 7-12 Falla trifásica en MAIN_MG – Escenario 2 ..... 64

Figura 7-13 Falla monofásica en MAIN_MG – Escenario 2 ..... 65
Figura 7-14 Falla trifásica en MG1_AC – Escenario 2 ..... 67
Figura 7-15 Falla monofásica en MG1_AC – Escenario 2 ..... 68
Figura 7-16 Falla trifásica en cargas de microrred 1– Escenario 2 ..... 69
Figura 7-17 Falla monofásica en cargas de microrred 1 – Escenario 2 ..... 70
Figura 7-18 Falla trifásica en cargas de microrred 1 – Escenario 3 ..... 72
Figura 7-19 Falla monofásica en cargas de microrred 1 – Escenario 3 ..... 73
Figura 7-20 Curvas del transformador y los conductores de la microrred ..... 74

# 1 Introducción.

El creciente desarrollo tecnológico en el mundo acompañado del aumento de las áreas de consumo ha hecho más complejos los sistemas eléctricos, llevándolos a la interconexión con otros sistemas más pequeños, los cuales se componen de generadores distribuidos (en su mayoría a partir de energías renovables como la solar o eólica sin excluir la posibilidad de que existan generadores síncronos), sistemas de almacenamiento de energía y cargas eléctricas los cuales vistos como un conjunto definen conceptualmente a una microrred.

La finalidad de la Microrred es mejorar el desempeño del sistema reduciendo los costos de energía sin disminuir la confiabilidad y la calidad del suministro, siendo amigable con el medio ambiente. Utiliza una gestión autónoma y eficiente para generar programas de gerenciamiento a partir de la disponibilidad de las fuentes y las necesidades de la demanda al interior de la microrred. El controlador de gestión de microrredes o MMC, por sus siglas en inglés (Microgrid Management Controller), monitorea todo el conjunto que conforma la microrred y es el encargado de gestionar cada elemento y determinar cuál es la mejor forma de operar.

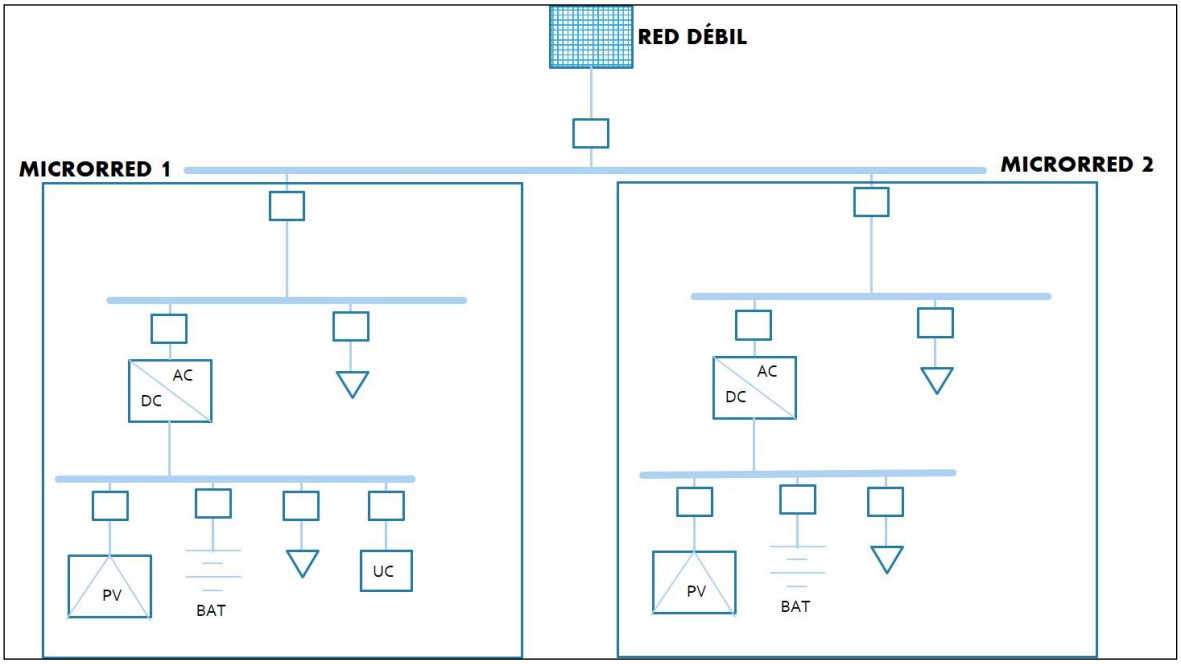
La autonomía de la microrred debe garantizar que el sistema sea confiable, seguro y resiliente desde el punto de vista operativo, lo cual implica que las protecciones eléctricas involucradas en la microrred deben operar de forma correcta ante cualquier escenario de operación que se disponga. Lo anterior se convierte en un verdadero reto dado que se deben considerar cuatro fenómenos que se producen de manera típica en las microrredes [1]. El primero hace referencia a la reducción en el aporte de corriente desde los inversores debido al aporte de la red que suele ser robusta. Otro fenómeno, es el que se presenta debido a la ubicación de los sistemas de generación distribuida a lo largo del sistema, ocasionando que los aportes de corriente no sean radiales, sino que, por el contrario, puedan llegar al punto de falla desde las diferentes fuentes. Un tercer fenómeno hace referencia al cambio en la magnitud de la corriente de cortocircuito cuando se cambia de operación en sincronismo con la red externa y en isla. El último fenómeno refiere la incertidumbre en el aporte de los inversores a la corriente de falla, ya que cada fabricante emplea algoritmos para limitar las corrientes de cortocircuito.

El desarrollo de este trabajo busca analizar el comportamiento de las corrientes de cortocircuito bajo diferentes topologías operativas, definir los requerimientos y criterios de ajuste de las protecciones, considerando los fenómenos mencionados anteriormente y determinar los parámetros de las funciones de protección de sobrecorriente, tensión, frecuencia, potencia y anti-isla. Los ajustes de protección se calcularán para los dispositivos involucrados en el sistema

representado en la Figura 1-1, en donde se considera que las microrredes están conectadas a un sistema eléctrico débil[1].

La topología de las dos microrredes interconectadas a través de un punto de acoplamiento común de la Figura 1-1, empleada en el análisis de este documento, resulta del diseño preliminar del proyecto de diseño para conectar dos microrredes en la ciudad de Puerto Carreño, Vichada.

Figura 1-1 Esquema eléctrico de microrredes conectadas a red débil.




En la Figura 1-1 se tienen las siguientes convenciones:

- PV: Sistema de generación fotovoltaico.
- BAT: Sistema de almacenamiento de energía basado en baterías.
- UC: Ultracapacitor.
- DC\AC: Inversor de corriente directa a corriente alterna.

Cada microrred consta de un sistema de generación fotovoltaico, un sistema de almacenamiento de energía en DC a través de baterías, cargas DC, cargas AC, inversores DC/AC y una de ellas cuenta adicionalmente con un ultracapacitor. Adicional a lo descrito, es importante mencionar que las dos microrredes estarán conectadas entre ellas en un punto de acoplamiento común que a su vez será el punto de conexión de un sistema eléctrico débil que no hace parte de las microrredes, por lo cual se pueden presentar distintos escenarios de operación tanto en sincronismo como en isla.

[1] En este trabajo, se considera como sistema eléctrico débil aquel que tiene una baja capacidad de cortocircuito y una configuración de alimentación radial que implica interrupciones recurrentes en el servicio.

Las funciones de protección consideradas en este documento hacen parte de los requerimientos del acuerdo CNO 1322 de 2020 [2], el cual es necesario para la conexión de sistemas de generación al sistema interconectado nacional.

La primera parte del documento abarca los antecedentes, la descripción del problema, los objetivos y la metodología. Luego se presenta el modelo implementado en el software de simulación con el cual se realizan los cálculos de corrientes de cortocircuito, la implementación de ajustes de las protecciones de sobrecorriente y su verificación en los diferentes escenarios de operación. Finalmente se indica la lógica de operación de las protecciones y los grupos de protección, especificación de equipos de protección, conclusiones y referencias bibliográficas.

## 1.1 Antecedentes:

A lo largo de la década se han realizado diferentes tipos de estudios referentes a las técnicas para determinar la condición operativa de la microrred y los problemas de los esquemas de protección convencionales debido al comportamiento de las corrientes de cortocircuito, los cuales cambian drásticamente bajo las diferentes topologías operativas. Para este fin se utiliza la estrategia de compartir información [3], donde cada interruptor del sistema envía señales de estado (posición) al MMC usando comunicaciones, para que posteriormente el MMC se encargue de determinar las condiciones operativas de la red y realice el cambio de ajustes en las protecciones de tal forma que puedan ser detectadas las corrientes de falla.

Sin embargo, aunque conocer la posición de los interruptores que forman parte de la microrred es sencillo, el problema resulta cuando se tiene operación aislada de la red externa en un punto ajeno a la microrred ya que no se envía información desde los equipos externos hasta el MMC. Entonces, para determinar si la microrred está operando en isla se pueden emplear diferentes funciones de protección, como la medición de la magnitud de tensión (Sobretensión y subtensión), el ángulo de tensión, la frecuencia (sobrefrecuencia y subfrecuencia), la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) o la tasa de cambio del ángulo de fase relativo (ROCORA), donde cada una de ellas tiene algunas ventajas y desventajas que se soportan en la efectividad de detección de la condición de operación en isla y/o los tiempos de respuesta de dicha detección [4]. Estas funciones de protección están disponibles en la mayoría de los relés basados en microprocesadores, e incluso en [5], por ejemplo, se menciona que para microrredes pequeñas los relés de la marca SEL pueden brindar la función de control y protección de manera simultánea, incluyendo desconexión para operación en isla, reconexión con la red externa, despacho de las unidades de generación, deslastre de carga, control de tensión y potencia reactiva, así como control de potencia activa y frecuencia en el punto de acoplamiento.

Por otro lado, previo al diseño es importante conocer los fenómenos comunes que se presentan en los esquemas de protección de las microrredes, los cuales se describen a continuación.

Un primer fenómeno es el efecto de reducción en el aporte de corriente desde los inversores cuando se tiene un cortocircuito debido a la robustez de la red externa [1]. Este efecto se presenta porque la red externa aporta en mayor medida la corriente de falla ocasionando que las protecciones asociadas al inversor no detecten la falla de manera oportuna. Sin embargo, en este trabajo se está

considerando que la red externa es débil, por lo tanto, no presenta la robustez suficiente para generar el efecto de reducción en la corriente que aportan los inversores a las fallas.

El segundo fenómeno se presenta por el uso de generación distribuida a partir de energías renovables ubicadas a lo largo del sistema eléctrico, lo cual implica que el aporte a la falla ya no sea radial, sino que se presenten corrientes desde las diferentes fuentes hacia el punto de falla, comprometiendo de manera parcial o total la selectividad de los dispositivos de protección basados en funciones de sobrecorriente convencionales [1]. Este fenómeno lleva a la necesidad de implementar funciones de protección de corriente direccional.

El tercer fenómeno hace referencia a la magnitud de los niveles de cortocircuito al interior de la microrred [1]. En este caso, se presentan dos situaciones particulares dependiendo de la condición operativa (sincronizada con la red externa o en modo isla). Cuando la microrred está sincronizada con la red externa el tiempo de desconexión del dispositivo de frontera con dicha red debe ser oportuno cuando se presenten fallas en la red externa y a su vez debe ser eficiente en el proceso de sincronización y reconexión [6] cuando se tenga despejada la falla. Con esto se busca minimizar los tiempos de pérdida de suministro en usuarios deslastrados, por efecto de la desconexión y baja disponibilidad que, eventualmente, podría presentarse en las fuentes de la microrred. Por otra parte, cuando la red opera en modo isla las corrientes de cortocircuito disminuyen de manera drástica en comparación con el modo sincronizado [1, 7], pasando de valores entre 10 y 50 veces la corriente de carga a apenas 2 a 3 veces la corriente de carga [8, 9], ocasionando que los dispositivos de protección no detecten la falla o tarden mucho tiempo (segundos en lugar de milisegundos, [6]) en despejarla [7, 8]. Entonces, se debe tener claro que el cambio en la magnitud de corriente, no exime a las protecciones de operar oportunamente, garantizando selectividad, seguridad e integridad de los equipos y las personas [10]. Por esta razón, se requiere emplear un sistema de protecciones adaptativas.

En la actualidad algunos fabricantes de inversores han intentado producir equipos que aumenten los aportes en condiciones de cortocircuito, sin embargo, alcanzando valores de 3 veces la corriente nominal sigue siendo complicado separar el efecto de una falla y el de una magnetización o arranque de equipos [9].

El cuarto fenómeno [1], habla acerca del hecho que los fabricantes de los inversores diseñan algoritmos para limitar el aporte de corriente del equipo en condiciones de cortocircuito, buscando proteger los elementos de conmutación, por ello no se conoce con exactitud el aporte de un inversor y se entregan rangos en número de veces la corriente nominal. Con estos valores de referencia o con los indicados por el fabricante del inversor en los casos que ya se tienen equipos comprados, se realizan los estudios de cortocircuito y selectividad. El resultado de las corrientes de falla desde los inversores puede variar con relación a los calculados por lo cual es altamente recomendable realizar simulaciones con *Hardware in the Loop* (HIL) durante la puesta en marcha de la microrred, a fin de reducir todas las brechas entre los estudios y los equipos realmente instalados.

Hasta este punto se han mencionado los aspectos a tener en cuenta en el desempeño de las protecciones cuando se presentan fallas al interior de la microrred. Sin embargo, resulta necesario analizar el caso cuando se presenta una falla en la red externa. En esta situación, los generadores distribuidos deben permanecer conectados para seguir atendiendo la demanda una vez se desconecte el dispositivo de frontera (operación en isla). Es acá donde los esquemas de detección mencionados anteriormente y descritos en [4] cobran mayor importancia pues el tiempo que tarde

el dispositivo de frontera en desconectarse de la red externa en condiciones de falla es vital para garantizar la continuidad del servicio en las cargas al interior de la microrred. Para lograr esto, en [5] se plantea un esquema selectivo de protecciones de frecuencia entre los inversores y el interruptor del punto de enlace con la red externa.

Por último, es importante mencionar que toda la información de los equipos de protección y los interruptores debe transmitirse hasta el MMC, el relé de protección que es capaz de controlar el sistema [5, 10], o el controlador de protección unificado que consiste en un dispositivo encargado de monitorear el estado de cada una de las fuentes disponibles en la microrred y actualizar el nivel de cortocircuito esperado, según lo descrito en [11]. Entonces, el protocolo de comunicación entre los elementos de la microrred resulta determinante en el diseño del sistema de protecciones, siendo el IEC 61850 uno de los más versátiles ya que permite incluso crear todo un esquema de protección adaptativo basado en la operabilidad, la intercambiabilidad de la microrred y la extensión de la norma 61850-7-420 dedicada a los nodos de fuentes de generación distribuida [12, 13].

## 1.2 Descripción del problema:

El sistema eléctrico mostrado en la Figura 1-1 conlleva un desarrollo particular dado que se espera tener diferentes condiciones de cortocircuito al incluir dos microrredes que pueden operar ya sea de manera sincronizada con la red externa; sincronizadas entre ellas, pero desconectadas de la red externa o cada una de manera aislada. Es decir que, de acuerdo con lo expuesto en [1, 7, 8], los niveles de cortocircuito esperados serán muy diferentes para cada una de las condiciones operativas descritas anteriormente, lo que sin duda implica desarrollar un sistema de protecciones de sobrecorriente direccional y adaptativas que garanticen selectividad, confiabilidad y sensibilidad ante cualquier tipo de corriente de falla, con el fin de tener un desempeño eficiente de las microrredes.

El hecho que la red externa a la cual se conectan las microrredes sea débil requiere especial atención sobre los criterios de diseño del sistema y las características de los equipos de protección para poder tener un buen desempeño, puesto que el suministro de energía a través de la red se espera que tenga interrupciones recurrentes y de larga duración en comparación con sistemas interconectados robustos. Es por esta razón que resulta indispensable que el esquema de desconexión ante fallas externas sea veloz, de tal manera que permita a los generadores distribuidos permanecer conectados para alimentar las cargas en modo isla y que los parámetros de los equipos de protección se ajusten a los cambios constantes de topología para garantizar primero, la detección de las fallas bajo cualquier condición de operación y segundo, la selectividad de los elementos de protección para aislar la zona en falla para disminuir el impacto sobre el funcionamiento del resto del sistema.

# 2 Objetivo General

Diseñar el sistema de protecciones para dos microrredes conectadas entre sí y a su vez a una red externa débil.

## 2.1 Objetivos específicos:

1) Obtener los niveles de cortocircuito a partir de simulaciones para establecer el esquema de protección que se utilizará en las microrredes.

2) Definir los criterios de ajuste de protecciones eléctricas involucradas en las microrredes estudiadas y calcular los ajustes de los dispositivos de protección.

3) Validar el desempeño del sistema de protecciones diseñado a partir de simulaciones.

4) Especificar las características técnicas requeridas por los equipos que forman parte del sistema de protección de las microrredes.

# 3 Metodología de desarrollo

## 3.1 Modelado y simulaciones iniciales

Para el desarrollo del proyecto se realiza un modelo en el Software DigSilent Power Factory para el cálculo de las corrientes de cortocircuito AC empleando el método ANSI C37 según lo indicado en la norma IEEE 551-2006 [14], siguiendo el procedimiento descrito en la IEEE 399-1997 [15], el cual fue parcialmente actualizado en la IEEE 3002.3-2018 [16]. El análisis se realiza en los diferentes puntos de la microrred bajo diferentes topologías operativas. Con los niveles de cortocircuito calculados y el método de detección de operación en isla establecido se define el esquema de protecciones que tendrán las microrredes y se establecen los criterios de ajuste para cada una de las funciones de protección requeridas.

## 3.2 Criterios de ajuste de protección

Los ajustes de las protecciones de sobrecorriente serán resultado del estudio de selectividad realizado a partir del análisis de cortocircuito, los lineamientos de las normas IEEE 242-2001 [17], IEEE 2030.9 - 2019 capítulo 8 [18] e IEEE 1547 - 2018 capítulos 6 y 8 [19]; los criterios del documento "Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN" [20], los requerimientos del acuerdo 1322 - 2020 del CNO [2] todo basado en la teoría de protecciones adaptativas como las mencionadas en [6, 8 y 21].

En esta sección se explica el funcionamiento del proceso adaptativo de las protecciones de sobrecorriente escogido.

## 3.3 Validación del diseño

Una vez realizado el cálculo de los ajustes de protección, se realizará una verificación del desempeño de estos a través de simulaciones. En este punto se podrá determinar la sensibilidad y confiabilidad en la operación de las protecciones. En caso de tener hallazgos adversos, se tomarán medidas de ajuste para mejorar el resultado y garantizar que el diseño sea apropiado para las microrredes.

## 3.4 Especificación de equipos de protección

Finalmente se consolidan las características técnicas que deben tener los equipos que forman parte del sistema de protección de las microrredes.

# 4 Desarrollo del diseño de las protecciones

En este capítulo se va a presentar el desarrollo de la metodología indicada en el capítulo anterior.

## 4.1 Consideraciones generales

En esta sección se muestran las consideraciones iniciales que se realizan para el desarrollo de este trabajo.

- Los datos de relés de protección empleados en el desarrollo del trabajo fueron del tipo Rel-Ioc-Toc-Dir para las funciones de sobrecorriente de fase y Rel-Earth-Dual para las funciones de sobrecorriente a tierra. Ambos modelos se tomaron de la librería "Relay/Generic/Directional Relays/" de DigSilent. El uso de estos relés genéricos permite el uso de curvas IEC y ajustes disponibles en la mayoría de los relés que se consiguen comercialmente.
- La relación del transformador de corriente ubicado en el secundario del transformador que se conecta a la red se calculó para permitir por lo menos el 100% de la corriente del alimentador la cual, se obtuvo de la corriente nominal del lado de 480 V del transformador de 30 kVA por un factor de 1.25 siguiendo lo estipulado en la sección 450.3 del NEC [22], dando para este caso 45 A. El valor comercial de transformadores de corriente inmediatamente superior al valor calculado es 50:5 A.
- La relación del transformador de corriente de las acometidas desde el punto de acoplamiento común hacia las microrredes se fijó en 30:5 que permite una potencia de 25 kVA y resulta suficiente para alimentar las cargas conectadas a cada microrred con un margen de seguridad de al menos el 25% de acuerdo a lo indicado en la sección 215.3 del NEC [22].
- La relación del transformador de corriente que recibe la acometida desde el sistema fotovoltaico y hacia las cargas conectadas en las microrredes se fijó en 20:5 A que cubre la potencia nominal de 10 kVA y posibles ampliaciones futuras de carga y de generación fotovoltaica. Además, con esta relación de transformación se puede asegurar un ajuste que cumpla con el margen de por lo menos el 25% sobre el valor de corriente nominal de la carga cumpliendo lo indicado en la sección 215.3 de [22].
- Todos los conductores del sistema de 480 V se consideraron en calibre 8 AWG que soporta una corriente de 50 A previendo posibles problemas de regulación que se puedan presentar en la interconexión de las microrredes.
- El lado de 34.5 kV se consideró como un nodo infinito con la intención de representar un sistema interconectado débil, por lo cual se empleó una potencia de cortocircuito de magnitud de 100 MVA que representa una magnitud en la corriente de falla de 1.6 kA en

ese nivel de tensión. Sin embargo, la corriente de cortocircuito en el lado de 480 V está limitada por la impedancia de cortocircuito del transformador.

- Se considera un tiempo mínimo de coordinación entre curvas de 200 ms.

## 4.2 Modelado del sistema para el caso de estudio

Para el modelo en DigSilent Power Factory se empleó la siguiente información:

### 4.2.1 Transformador:

La Tabla 4-1 muestra los parámetros típicos implementados en DigSilent Power Factory para un transformador de 30 kVA tomados de la norma ANSI C57.12.00 [35].

Tabla 4-1 Parámetros de transformador

| Nombre | Grupo de conexión | Potencia [kVA] | Vn Prim [kV] | Vn Sec [kV] | Zcc [%] |
|---|---|---|---|---|---|
| TR1 | Dyn5 | 30 | 34,5 | 0,48 | 4 |

### 4.2.2 Conductores:

Los parámetros de los conductores son los indicados en la

Tabla 4-2. Los valores de la resietcnai y reactancia fueron tomados de la tabla 9 del NEC [22].

Tabla 4-2 Parámetros de conductores

| Nombre | Tipo | Long. [m] | Conduct. Por fase | R1 [Ohm/km] | X1 [Ohm/km] | R0 [Ohm/km] | X0 [Ohm/km] | Capacidad Total [A] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MAIN_MG2 | 8 AWG Cu | 30 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |
| L.LD.MG1 | 8 AWG Cu | 30 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |
| L.LD.MG2 | 8 AWG Cu | 30 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |
| L.MG_MAIN | 8 AWG Cu | 20 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |
| L.PV1 | 8 AWG Cu | 30 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |
| L.PV2 | 8 AWG Cu | 30 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |
| MAIN_MG1 | 8 AWG Cu | 30 | 1 | 2.559 | 0.213 | 3.412 | 0.284 | 50 |

### 4.2.3 Cargas

El valor de las cargas se definió en 10 kVA como se evidencia en la Tabla 4-3, esto con el fin de considerar una posibilidad de carga con la misma magnitud de la fuente (inversor) y de esta manera, considerar el caso más crítico para la selectividad entre el relé de la carga y del inversor.

Tabla 4-3 Parámetros de cargas

| Nombre | S [kVA] | FP | V [kV] | I [A] |
|---|---|---|---|---|
| LD1 | 10 | 0,95 | 0,48 | 12,02 |
| LD2 | 10 | 0,95 | 0,48 | 12,02 |

### 4.2.4 Fuentes

Los sistemas fotovoltaicos se modelaron de 10 kVA con un aporte de corriente de cortocircuito subtransitoria ($I_k$") de 2 veces la corriente nominal de acuerdo con el modelo de inversor de la marca SMA [24], empleado como referencia para este estudio. Además, se emplearon los parámetros de la Tabla 4-4 en DigSilent Power Factory para el modelado de los inversores usando un modelo *"Active Power Input"*.

Tabla 4-4 Parámetros de inversores

| Nombre | Tecnología | Inv. en paralelo | S [kVA] | I [A] | Contribución de falla | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Ik" [kA] | X"/R |
| PV1 | 3PH-E | 1 | 10 | 0.8 | 24 | 10 |
| PV2 | 3PH-E | 1 | 10 | 0.8 | 24 | 10 |

La red externa se consideró como un nodo infinito con baja potencia de cortocircuito, 1.6 kA en 34.5 kV que representan 100 MVA. Al interior de la microrred se limita la corriente de cortocircuito a través del transformador de 30 KVA que tiene una impedancia de cortocircuito del 4%, con lo cual se espera una máxima corriente de cortocircuito desde el sistema externo dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L}}$$

Al reemplazar los valores de acuerdo con los parámetros del transformador indicados en la Tabla 4-1 se obtiene una corriente de cortocircuito de 902 A en el secundario. En la Figura 4-1, se muestra el unifilar del sistema bajo estudio.

## 4.3 Escenarios analizados.

Los escenarios de operación considerados en este documento son:

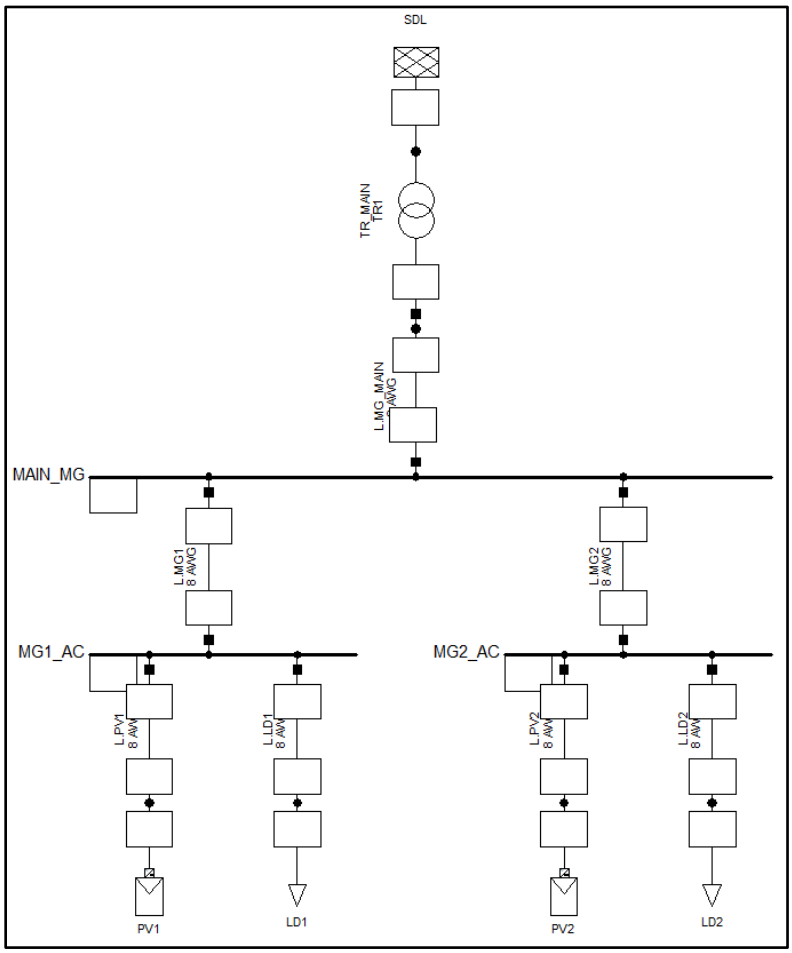
*Escenario 1*: Dos microrredes operando en paralelo sincronizadas con la red.

*Escenario 2*: Dos microrredes operando en paralelo aisladas de la red.

*Escenario 3*: Dos microrredes operando en isla.

*Escenario 4*: Una microrred operando en isla y la otra sincronizada con la red.

Figura 4-1 Diagrama unifilar del sistema estudiado




## 4.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito

De acuerdo con lo mencionado en la introducción y la definición del problema, en esta parte del capítulo se va a obtener el valor de corriente de cortocircuito para cada uno de los escenarios estudiados en el DigSilent Power Factory empleando la metodología ANSI.

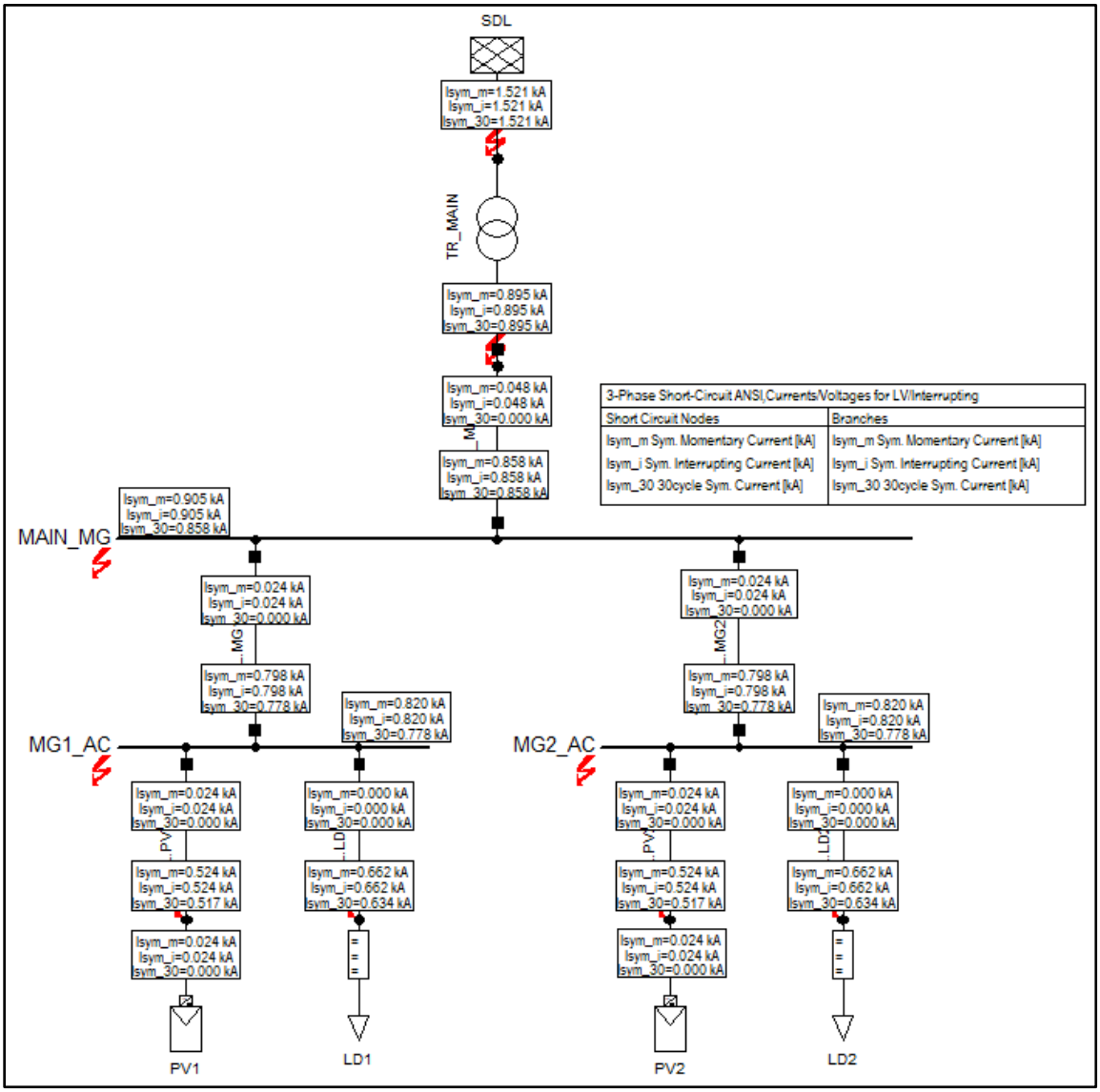
### 4.4.1 Escenario 1

La Figura 4-2 muestra los resultados de cortocircuito para el escenario 1, los rayos de color rojo indican los puntos sobre los cuales se calcula la corriente de cortocircuito y en cada uno de esos

puntos se muestra un cuadro con tres valores que representan de arriba hacia abajo: las corrientes simétricas momentánea, de interrupción y de 30 ciclos, respectivamente. Además, en cada línea conectada al nodo en falla aparece el mismo cuadro con los valores de las tres corrientes indicadas anteriormente, pero esta vez obedecen al aporte desde el extremo remoto de la línea. Por ejemplo, para la falla en el nodo MAIN_MG el aporte de corriente simétrica desde el transformador TR_MAIN es de 858 A, mientras que el aporte desde MG1_AC (aporte desde el sistema fotovoltaico PV1) es de 24 A. El aporte desde MG2_AC también son 24 A y la suma de los tres valores da como resultado el valor total de la falla en el barraje MAIN_MG.

Bajo este escenario analizado es importante resaltar que por el hecho de estar conectado a la red externa los niveles de cortocircuito rondan el kiloamperio de magnitud a pesar de ser una red débil. También se evidencia el aporte de aproximadamente dos veces la corriente nominal desde los inversores hacia los puntos de falla.

Figura 4-2 Resultados de cortocircuito - Escenario 1

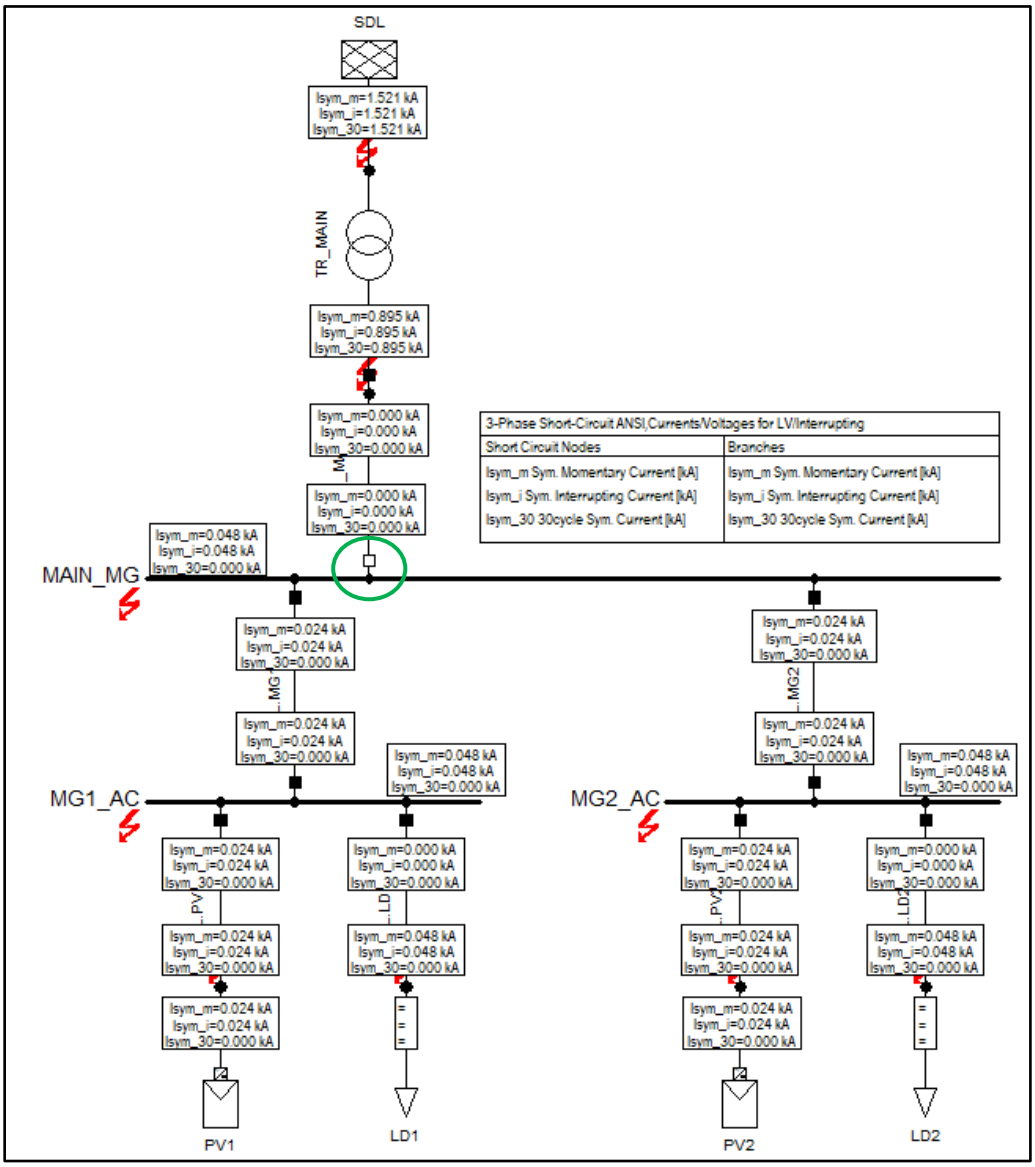


## 4.4.2 Escenario 2

La Figura 4-3 muestra los resultados de cortocircuito para el escenario 2:

El circulo verde indica el punto de desconexión de la red externa y es entonces al tener las microrredes operando en isla, que los niveles de cortocircuito disminuyen drásticamente y no alcanzan el centenar de amperios ya que las únicas fuentes aportando al punto de falla son los inversores de los sistemas fotovoltaicos con 24 A cada uno. Entonces para la misma falla que se analizó en el escenario 1, la corriente de falla en MAIN_MG disminuyó de 906 A hasta 48 A (94.7%).

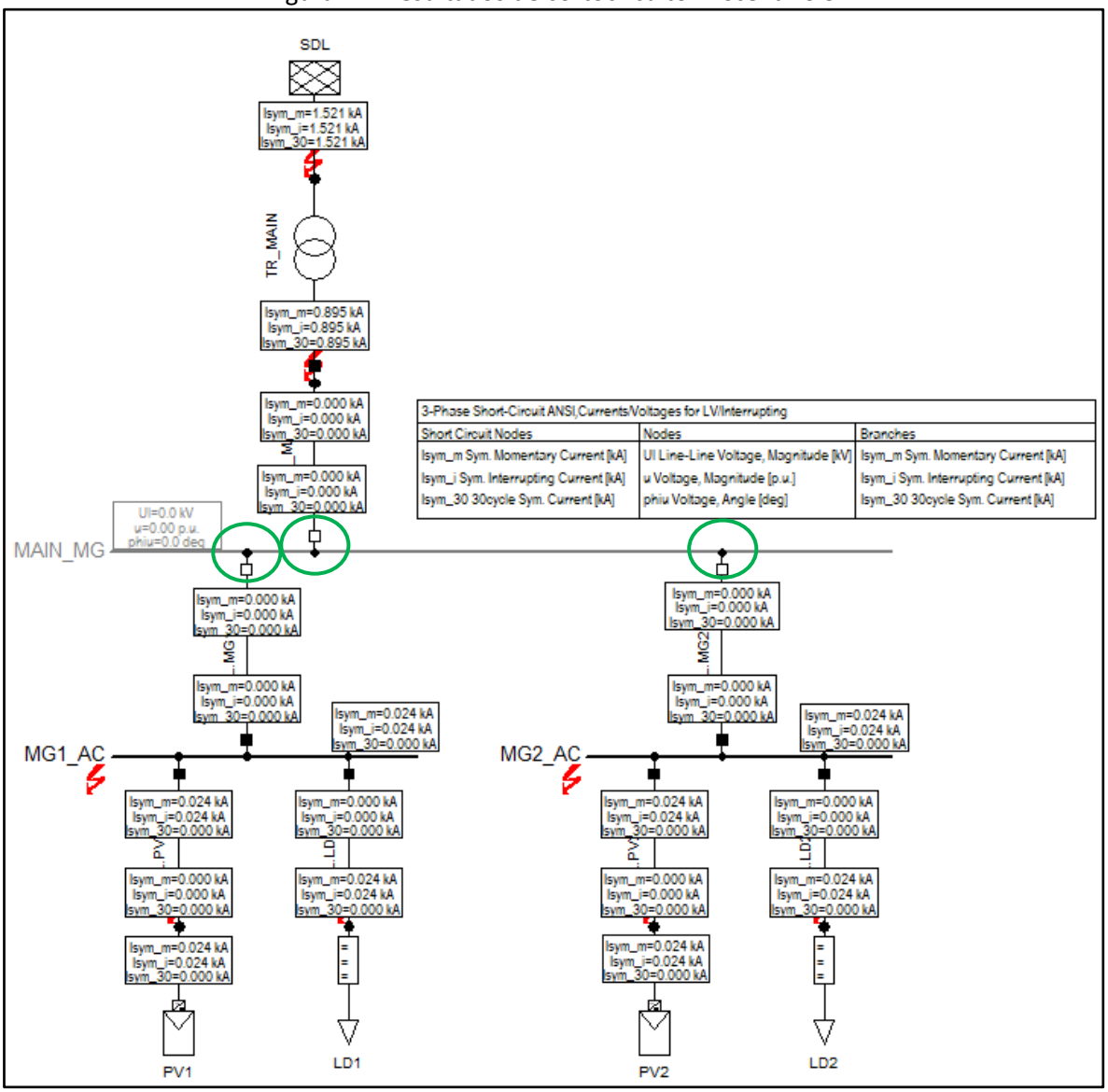
Figura 4-3 Resultados de cortocircuito - Escenario 2



### 4.4.3 Escenario 3

La operación en isla independiente de las dos microrredes como se muestra en la Figura 4-4, con las desconexiones que indican los círculos de color verde, resulta en los niveles de cortocircuito más bajos puesto que únicamente los inversores propios de cada microrred son los que contribuyen a la falla. Para este escenario la barra MAIN_MG no está energizada pero la barra MG1_AC pasa de 820 A en el escenario 1 (Figura 4-2) a 48 A en el escenario 2 (Figura 4-3) y a 24 A (97% menos) en este escenario.

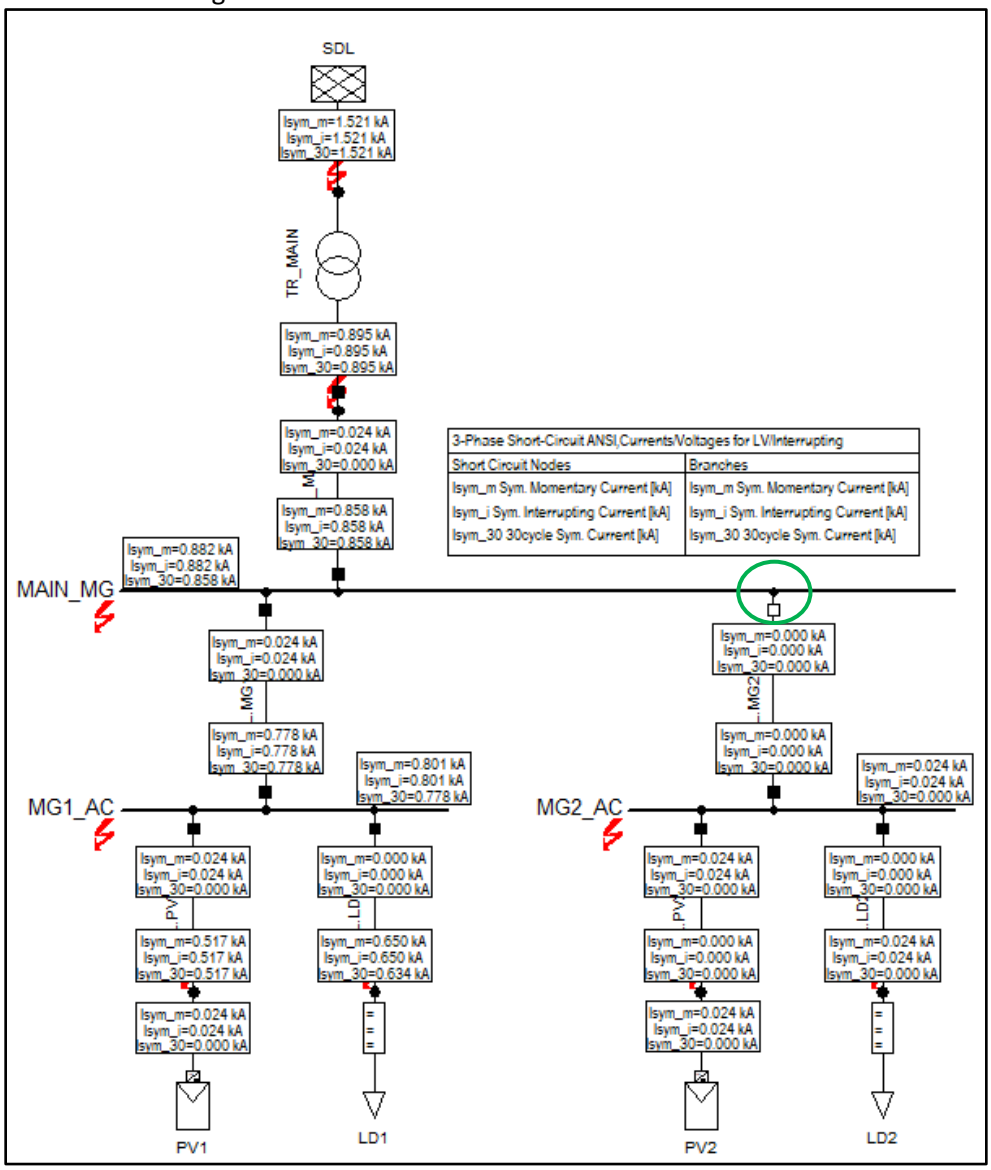
Figura 4-4 Resultados de cortocircuito - Escenario 3



### 4.4.4 Escenario 4

Este último escenario mostrado en la Figura 4-5, es un caso especial resultante de combinar los escenarios anteriores, pero en este caso se evidencia de mejor forma la necesidad que deben tener las protecciones del sistema eléctrico para adaptar sus ajustes dependiendo de la configuración de operación. La corriente de falla esperada en la microrred sincronizada con la red externa es de 800 A, mientras que en la microrred que está en isla es de apenas 24 A.

Figura 4-5 Resultados de cortocircuito - Escenario 4

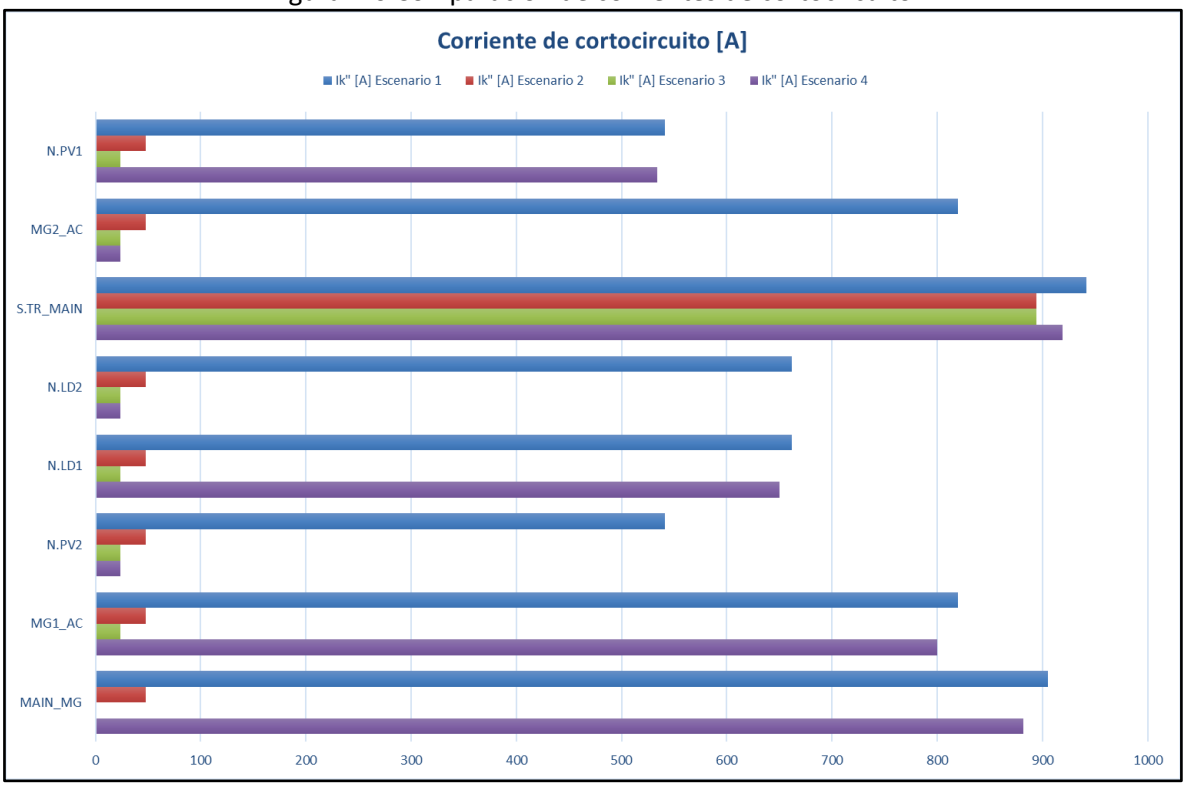


## 4.5 Análisis de resultados de cortocircuito

### 4.5.1 Comparación de magnitud de corriente

En la Figura 4-6 se exponen los resultados de magnitud de corriente en cada punto del sistema para cada uno de los escenarios analizados:

Figura 4-6 Comparación de corrientes de cortocircuito




En la figura se evidencia que la magnitud de corriente de cortocircuito presenta sus valores más altos en el punto de conexión (por encima de 900 A) y en todos los puntos al interior de la microrred la magnitud de corriente es de cientos de amperios (por encima de 500 A) mientras permanece conectada la red externa (barras azules escenario 1). Para el escenario 4, representado con las barras moradas, se tienen corrientes por encima de 500 A en el punto de acoplamiento común y la microrred MG2, mientras que la microrred MG1 que opera en isla, apenas llega a los 24 A en condición de falla. En los escenarios 2 y 3 (barras roja y verde, respectivamente) se observa un cambio drástico en la magnitud de la corriente de cortocircuito debido a la desconexión de la red por la limitante de aporte desde los inversores, la cual, como se mencionó anteriormente, alcanza 2 veces el valor de la corriente nominal, es decir 24 A desde cada sistema fotovoltaico.

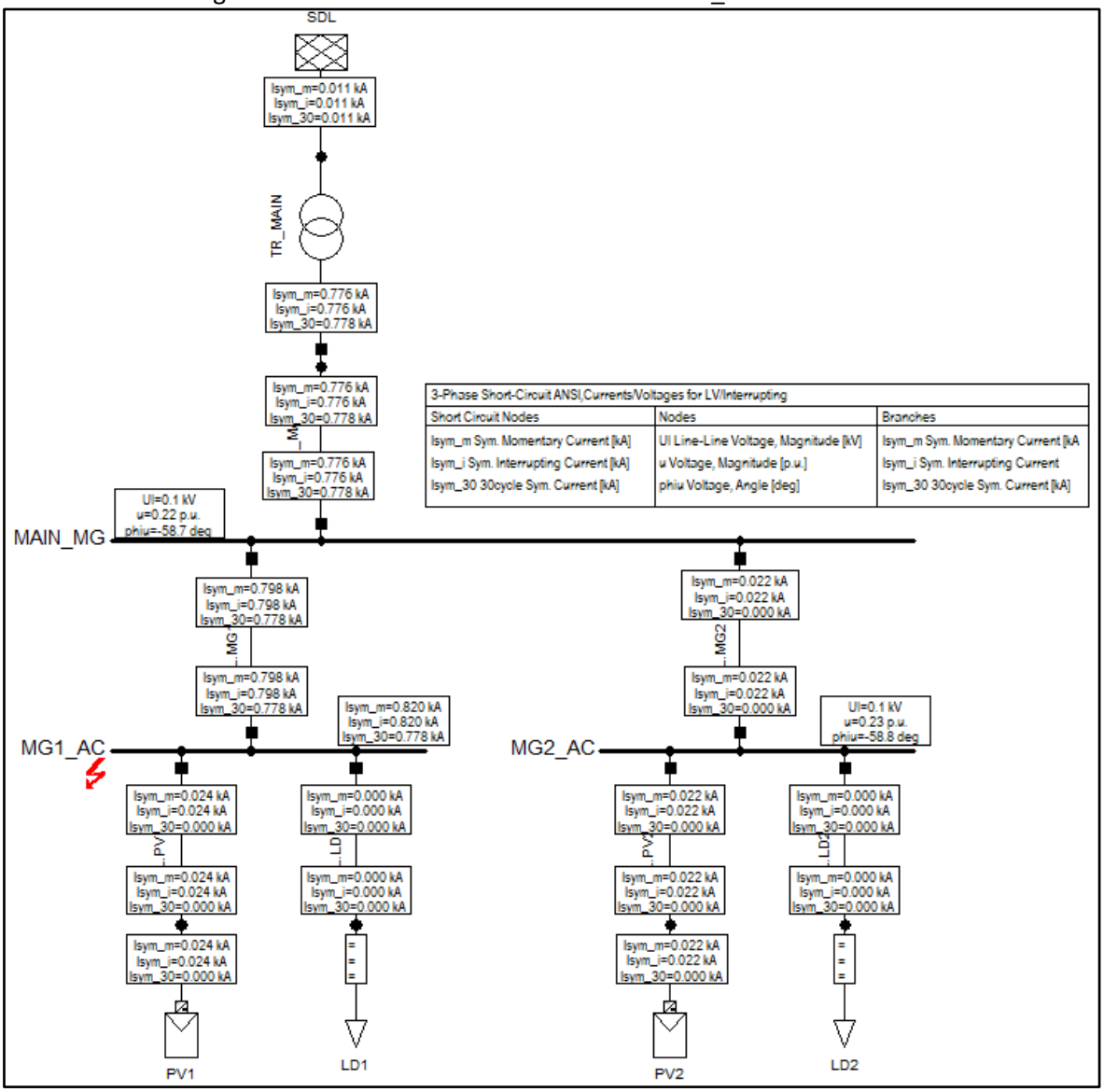
### 4.5.2 Criterio de adaptabilidad de protecciones

El efecto que tiene el cambio significativo en las corrientes de corto cuando se presentan cambios en la topología de operación, deriva en la necesidad de contar con un sistema de protecciones

adaptativas controlado desde el MMC, el cual, a partir de la información recibida desde los equipos de maniobra (interruptores) envía señales que cambian los grupos de ajuste de los relés [8, 25], para disminuir los tiempos de despeje y no poner en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico.

La necesidad de tener un sistema centralizado de control que sea capaz de cambiar los ajustes de protección de los equipos dependiendo de la configuración de operación resulta del hecho que se explica a continuación, basado en los resultados mostrados en la Figura 4-7 y la Figura 4-8.

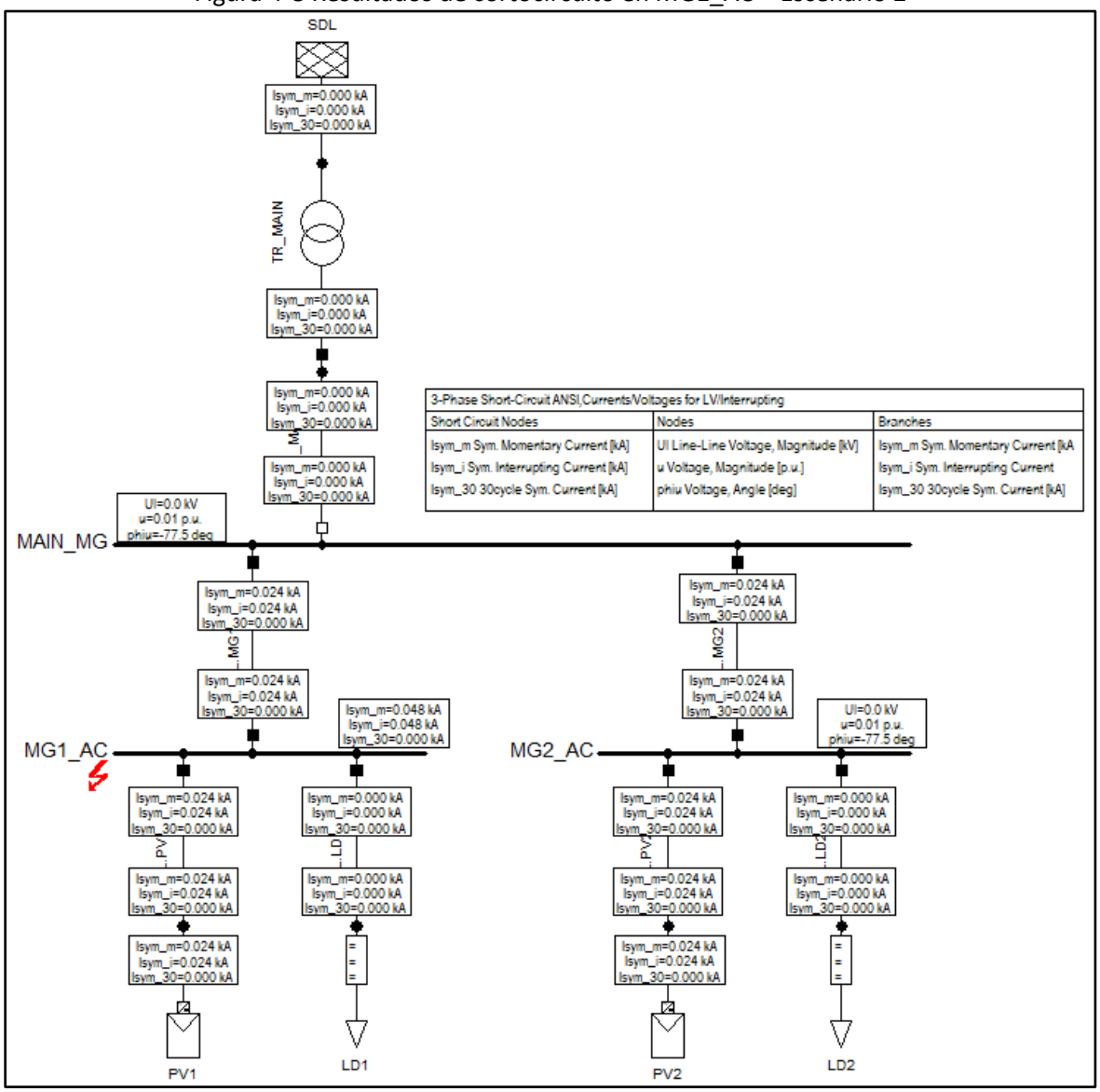
Figura 4-7 Resultados de cortocircuito en MG1_AC – Escenario 1




Al presentarse una falla en el nodo MG1_AC bajo el escenario 1 (Figura 4-7), la corriente que llega por el alimentador desde el punto de acoplamiento común (MAIN_MG) entre las dos microrredes y la red es de 798 A, de los cuales 776 A alimentan la falla a través del transformador de 30 kVA y 22 A provienen del inversor del sistema fotovoltaico instalado en la microrred 2. Por tanto, si se requiere que el sistema sea sensible ante cualquier tipo de falla que se presente, la protección

instalada en la acometida desde MAIN_MG hacia la microrred 1 (MG1_AC) debe estar en capacidad de detectar los 798 A y despejarlos de manera oportuna.

Figura 4-8 Resultados de cortocircuito en MG1_AC – Escenario 2




Ahora se cambia al escenario 2 y se realiza el análisis de la misma falla, encontrando que, para este escenario, donde se desconecta la red externa, los niveles de cortocircuito disminuyen drásticamente como se muestra en la Figura 4-8. En este caso, la corriente que pasa por el alimentador desde MAIN_MG cuando se tiene una falla en MG1_AC es de 24 A provenientes del sistema fotovoltaico desde la microrred 2. Entonces, resulta necesario cambiar los ajustes de protección para tener despejes de falla en tiempos cortos sin importar la configuración de la operación en el sistema. Es por esto que se requiere de protecciones adaptativas en el sistema eléctrico.

La adaptabilidad de las protecciones se puede lograr haciendo uso del protocolo de comunicaciones que, en el caso de microrredes suele ser IEC 61850 [12, 13]. Para ello es necesario conocer el estado de todos los interruptores de las microrredes y la red externa y llevar estas señales al controlador del sistema (MMC) a través de mensajería GOOSE. En el controlador se programa la lógica y al momento de presentar cambios en la topología del sistema se envía el mensaje a los relés, llevando a cabo los cambios de grupo a los que haya lugar para adaptar las protecciones a los nuevos valores de cortocircuito esperados. De esta manera se garantiza la sensibilidad para detectar y despejar cualquier tipo de falla en tiempos razonables que no impacten el buen funcionamiento de las cargas ni los equipos al interior de las dos microrredes.

### 4.5.3 Criterio de direccionalidad de protecciones

En la sección anterior se explicó el problema debido al cambio en la magnitud de corriente y tiempo de despeje ante una falla en la microrred MG1. Ahora se hará la explicación de la necesidad de contar con protecciones direccionales dado que se tienen 3 fuentes ubicadas en diferentes puntos del sistema eléctrico estudiado.

El análisis realizado para la microrred MG1 aplica de manera idéntica para la microrred MG2, entonces, al realizar una falla en MG2_AC en el escenario 3, la protección instalada en la acometida desde MAIN_MG hacia la microrred 2 cambia ajustes cuando se tenga abierto el interruptor principal que recibe la acometida desde el transformador. Este hecho hace que las protecciones instaladas en MAIN_MG hacia las dos microrredes queden con los mismos ajustes y si se presenta una falla en alguna de las dos microrredes, los dos interruptores disparan de manera simultánea.

Tampoco sería una opción programar ajustes diferentes en los dos interruptores mencionados ya que dependiendo del punto donde ocurra la falla operaría primero el interruptor que tenga asociados los ajustes con menor tiempo. Por lo anterior, se requiere un criterio adicional para el ajuste de las protecciones basado en el sentido de la corriente al momento del evento de falla.

Otro caso de falla que esclarece la necesidad de implementar protecciones direccionales en el sistema de las microrredes se presenta con una falla en el inversor del sistema de fotovoltaico de la microrred 1 y una falla en el punto de acoplamiento común entre las dos microrredes y la red, ambos en el mismo escenario operativo.

La Figura 4-9 muestra el resultado de la falla en el inversor del sistema fotovoltaico de la microrred 1. Para esta falla se requiere que la protección instalada en la acometida que va a la microrred 1 desde MAIN_MG dispare con un tiempo mayor al de la protección instalada en el alimentador que recibe la acometida desde el inversor.

Ahora bien, bajo el mismo escenario, si la falla ocurre en el punto de acoplamiento común (MAIN_MG) se presenta la situación de la Figura 4-10, en donde para garantizar selectividad se debe disparar la protección de la acometida que va hacia la microrred 1 antes que la protección del sistema fotovoltaico de la microrred 1 y de esta manera no afectar las cargas conectadas a dicha microrred. No obstante, no es posible que se presente selectividad para los dos casos expuestos sin incluir protecciones direccionales en el sistema.

En resumen, dependiendo del lugar donde se presente la falla del sistema se debe cambiar la velocidad de operación de las protecciones y la manera de lograrlo es empleando protecciones direccionales, es decir, un ajuste cuando la corriente vaya en un sentido (Forward o hacia adelante) y otro ajuste cuando la corriente vaya en sentido contrario (Reverse o hacia atrás).

Empleando protecciones direccionales en los relés de protección del sistema se obtienen resultados satisfactorios que garantizan selectividad, seguridad y confiabilidad de las dos microrredes considerando las diferentes posibilidades operativas.

Figura 4-9 Resultados de cortocircuito en MG1_PV1 - Escenario 1

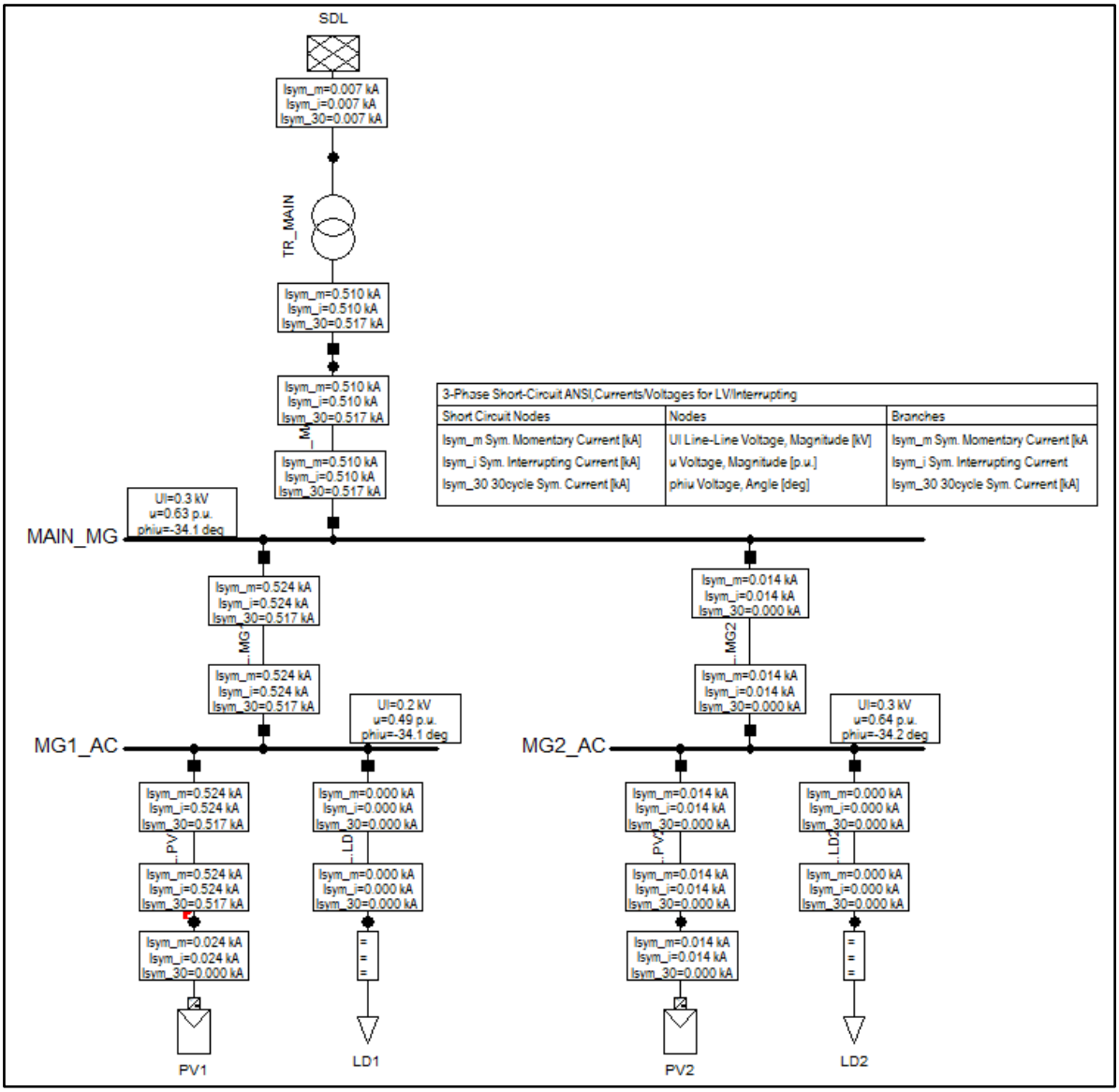
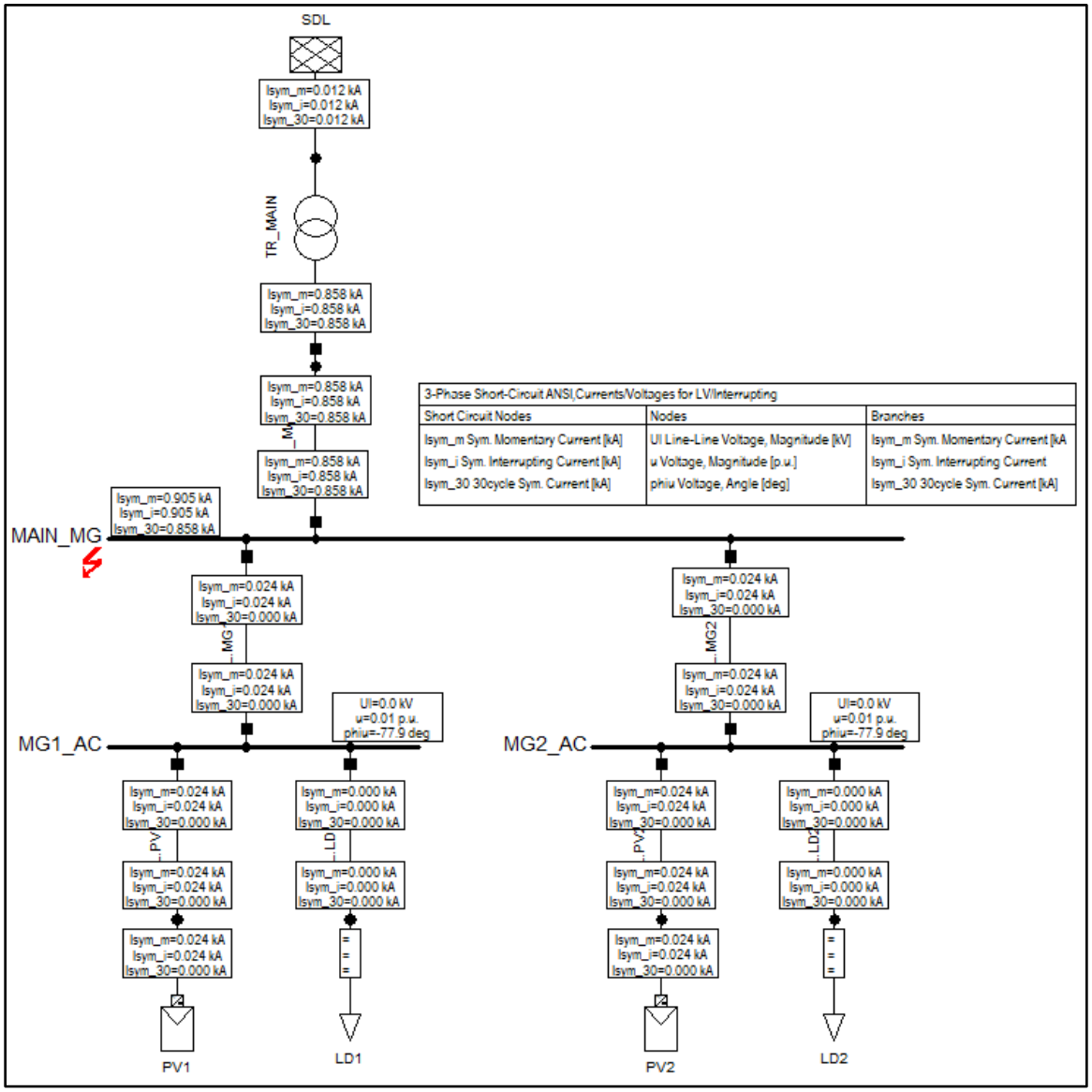


Figura 4-10 Resultados de cortocircuito en MAIN_MG - Escenario 1



# 5 Criterios de ajuste de las protecciones

En este capítulo se muestran los criterios de ajuste para las protecciones de cada dispositivo involucrado en el sistema estudiado; estos ajustes están basados en los requerimientos del acuerdo 1322 de 2020 del CNO [2], la guía para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN" [20] y la recomendación de las normas IEEE 242-2001 [17], IEEE 2030.9 - 2019 capítulo 8 [18] e IEEE 1547 - 2018 capítulos 6 y 8 [19].

Actualmente, en Colombia, el acuerdo 1322 de 2020 del CNO [2] es de obligatorio cumplimiento por parte de los operadores de red y es parte de los requisitos de los estudios de conexión de sistemas eléctricos que contienen fuentes de generación basadas en inversores. Por esta razón, el numeral 6.2 del acuerdo será mandatorio respecto a las funciones de protección mínimas con las que debe contar la microrred y se tomará como referencia para los ajustes de algunas de las funciones de protección considerando un sistema de generación inferior a 0.25 MW.

La Tabla 5-1, tomada de [2], presenta las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable hasta 0.25 MW en el punto de conexión (PC) o la unidad de generación – inversor (UG).

Tabla 5-1 Requerimientos de protección según CNO 1322 de 2020 [2]

| Función de Protección | PC | UG | Notas |
|---|---|---|---|
| Baja tensión (ANSI 27) | | X | b-c |
| Sobrepotencia adelante (ANSI 32) | X | | a |
| Sobretensión (ANSI 59) | | X | b-c |
| Frecuencia (ANSI 81U/O) | | X | c-d |
| Anti-isla | | X | e |

Las siguientes notas son tomadas de [2]:

a. "Aplica solo para autogeneradores, la sobrepotencia hacia adelante puede implementarse en los sistemas de medida, control y/o protección de un autogenerador que no declare entregar excedentes a la red; la función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada a la red o desconectar al autogenerador del sistema según las condiciones pactadas con el OR"
b. "La medición para las funciones de protección de tensión para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable deberá ser fase-tierra, en cada una de las tres fases, y la operación de la protección deberá ser de fase segregada."

c. “Las funciones de protección ANSI 59, ANSI 27 y ANSI 81 serán ajustadas según requerimientos operativos del sistema de potencia.”
d. “La medición para la función de protección de frecuencia puede ser monofásica a nivel de inversor o en el PC.”
e. “Sistemas de generación conectados a niveles de tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de una protección anti-isla, la cual no podrá ser del tipo *Vector Shift*. El tipo de esquema de antiisla depende de los resultados del estudio de conexión, en el cual se deberá evaluar que bajo diferentes escenarios de carga y topologías de red no se identifiquen desbalances de carga – generación que originen la formación de islas no intencionales entre el sistema de generación y la red del OR. En caso de usar la función ROCOF como protección anti-isla, se deberá ajustar el valor indicado por el CND en los estudios eléctricos.”

El acuerdo 1322 no recomienda implementar la función *Vector Shift* como protección anti-isla debido a que opera cuando detecta cambios en el ángulo de la tensión de manera instantánea. Sin embargo, debido a que las microrredes estudiadas tendrán un MMC que se encargará de gestionar las fuentes y las cargas, se propone implementar esta función para desconectarse cuando se presenten fallas en la red externa. Esto resulta conveniente para la estabilidad de la microrred y es la que mejor comportamiento tiene respecto al tiempo de detección y las condiciones que se pueden presentar al exterior de las microrredes [26].

Por otra parte, las funciones de protección y los requerimientos de protección de los elementos que componen la microrred estarán basados en los otros dos documentos mencionados [17, 20].

## 5.1 Protección de Sobrecarga y Sobrecorriente – (51/50) (51N/50N) – (67/67N)

### 5.1.1 Transformador

En la microrred se tiene un transformador de 30 kVA para realizar la conexión con el sistema interconectado el cual contará con un relé en el lado de 480 V a fin de transmitir y recibir datos al MMC. No se considera que el relé cuente con la función diferencial de sobrecorriente de acuerdo a la recomendación de [17] en el numeral 11.9.2.2.4.1 donde se define la protección diferencial de transformador en equipos de 5 MVA en adelante.

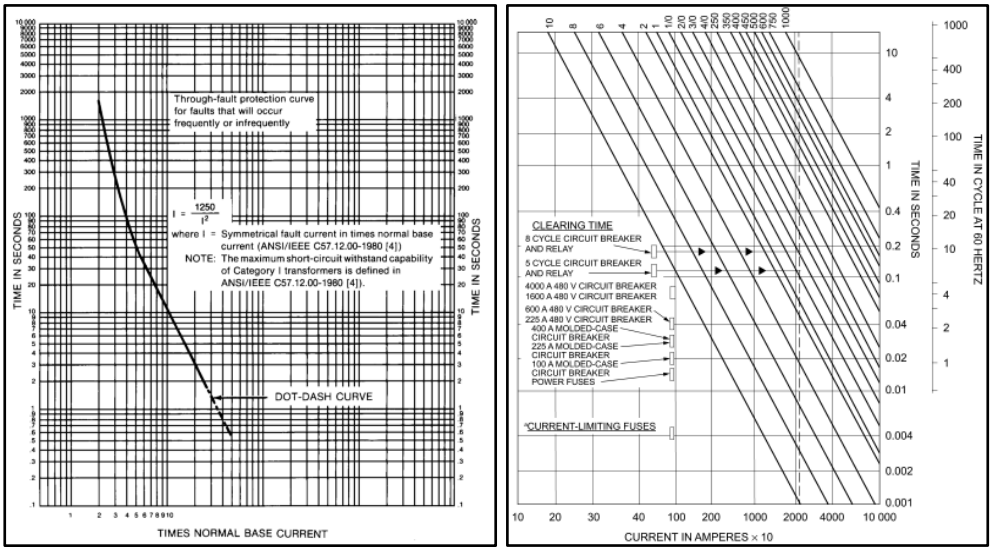
De acuerdo con el documento “guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN” [20], el criterio de ajuste de la protección temporizada de fases (51) se recomienda ajustarlo máximo al 130% de la corriente nominal del transformador, el dial y el tipo de curva son resultado del estudio de cortocircuito y coordinación donde se debe verificar que exista selectividad entre los diferentes dispositivos. Además, se debe garantizar que el ajuste obtenido en el estudio (pickup, dial y tipo de curva) en la gráfica de corriente contra tiempo siempre quede por debajo de la curva de daño térmico del transformador, la cual se tomó de la norma IEEE STD 242-2001 [17] y se muestra en la Figura 5-1a. La protección del lado de alta tensión (lado del operador de red) debe estar por encima de la corriente de magnetización (Inrush) la cual se considera de 10 veces la corriente nominal con una duración de 100 milisegundos.

Para la función direccional de fase (67) del secundario del transformador se aplicará un ajuste no mayor a 130% entre el menor valor de la corriente nominal del transformador y la corriente nominal de los cables que conectan el transformador con la barra a la cual se conectan las microrredes. En este caso también se debe asegurar que la protección esté por debajo de la curva de daño del cable (Figura 5-1b, [27]). El dial y la curva dependerán de los resultados de cortocircuito y la verificación de selectividad desarrollada más adelante en este documento. En la dirección hacia el transformador se emplea un ajuste de corriente máximo de 110% del aporte de corriente en estado estable desde los inversores.

La protección de tiempo definido (50) del lado de alta tensión (protección del operador de red) debe estar ajustada por lo menos al 135% del aporte cuando se presenta una falla en el secundario del transformador, lo cual asegura que no se tendrá operación indeseada de esta protección ante fallas en baja tensión. Para el secundario se habilitará esta función direccional (67) con un retardo de 450 milisegundos en dirección hacia las microrredes para asegurar selectividad con las protecciones aguas abajo, con un margen de coordinación mínimo de 200 milisegundos. Para la dirección hacia el transformador no se activará esta función de protección debido a que las corrientes de corto no son significativas para la red externa cuando el aporte viene desde las fuentes de generación fotovoltaicas.

La protección de falla a tierra (51N) para el primario no afecta la coordinación de protecciones en el lado de baja tensión ya que el grupo de conexión del transformador (Dyn5) aísla la red de secuencia cero como lo indica el numeral 2.7.1.5 de [17]. Para el secundario la función (67N) se ajustará máximo al 40% de la corriente nominal del transformador o la corriente de aporte en estado estable desde los inversores dependiendo la dirección del ajuste, dado que los desbalances esperados en el sistema no superan dicho valor [20] y que los límites de desbalance para la corriente indicados en el anexo F de la norma NTC 5001 [28] es del 20% en sistemas de menos de 62 kV. Se empleará una curva de tiempo definido, típicamente usada en sistemas de baja tensión, cuyo retardo será el mismo que el de la función de tiempo definido de fase (450 ms) ya que se tiene la misma cantidad de equipos aguas abajo para las dos funciones.

Figura 5-1 Curva de daño térmico a) transformadores 15-500 kVA, [17]; b) conductores de cobre, [27].




a) b)

### 5.1.2 Salidas hacia la microrred

Para los dos grupos de protección que se requieren, de acuerdo con el resultado de adaptabilidad de protecciones definido anteriormente en el numeral 4.5.2, se emplean los siguientes criterios de ajuste de las protecciones.

La función de sobrecorriente direccional de fases (67P-1 y 67P-3) de los relés que protegen el tramo desde el punto de interconexión hacia cada microrred, debe tener un ajuste superior a la potencia nominal más grande entre el inversor y la carga conectada a la microrred, pero no mayor a 130% de la corriente nominal del conductor empleado. El dial y tipo de curva se obtienen a partir de verificaciones del tiempo de despeje y el tiempo de coordinación entre dispositivos en las gráficas de selectividad teniendo en cuenta la corriente de cortocircuito de cada caso analizado como lo indica [20], para las dos direcciones de corriente. Por otra parte, la función de protección contra cortocircuito en dirección hacia la microrred (67P-2) se ajusta con un retardo intencional de 250 milisegundos para asegurar 200 milisegundos respecto a la protección instalada en el secundario del transformador, mientras que para la dirección hacia el barraje (67P-4) no se activará esta función de protección debido a que las corrientes de corto son pequeñas cuando el aporte viene desde las fuentes de generación fotovoltaicas.

La protección direccional de falla a tierra (67N) de estos dos relés se ajusta al 40% de la corriente nominal del transformador dado que los desbalances esperados en el sistema no superan dicho valor [20] y que los límites de desbalance para la corriente indicados en el anexo F de la norma NTC 5001 [28] es del 20% en sistemas de menos de 62 kV. El tipo de curva será de tiempo definido y tendrá el mismo retardo intencionado que la función de fase para la dirección hacia la microrred (250 ms) y 450 ms para la dirección hacia el barraje a fin de ser selectivos con fallas en la microrred aledaña manteniendo el criterio de coordinación de 200 ms. Este tiempo definido aplica para los dos grupos de protección a implementar.

### 5.1.3 Salidas hacia los inversores de generación fotovoltaica

La función de sobrecorriente de fase y tierra del relé hacia los inversores de cada microrred tienen los mismos criterios que los definidos en el numeral 5.1.2, empleando únicamente la función de tiempo definido con retardo intencional hacia el inversor en 50 milisegundos, ya que son el último equipo de protección en la secuencia desde el punto de conexión en dirección hacia el inversor. Además, se aplica función de protección en dirección hacia el barraje AC de la microrred correspondiente sin tiempo definido para coordinar con las demás protecciones analizadas previamente.

La función de falla a tierra se ajusta máximo al 40% de la corriente nominal del inversor dado que los desbalances esperados en el sistema no superan dicho valor [20] y el límite del 20% definido en [28] para sistemas de menos de 62 kV. El tipo de curva será de tiempo definido y tendrá el mismo retardo intencionado que la función de fase para la dirección hacia el inversor (50 ms) y 650 ms para la dirección hacia el barraje de la microrred a fin de ser selectivos con fallas en el resto del sistema

manteniendo el criterio de coordinación de 200 ms. Este tiempo definido aplica para los dos grupos de protección a implementar.

### 5.1.4 Salidas hacia las cargas

La función de sobrecorriente de fase y tierra del relé hacia las cargas en AC de cada microrred tienen los mismos criterios que los definidos en el numeral 5.1.2, pero con retardo de la función de tiempo definido hacia la carga en 50 milisegundos, ya que son el último equipo de protección en la secuencia desde el punto de conexión igual que el inversor. No se aplica función direccional ya que no se tiene aporte de corriente de falla desde la carga hacia el sistema.

## 5.2 Subtensión (27)

La función de subtensión contará con dos etapas: la primera se programará al 85% de la tensión nominal con un retardo de 2 segundos; la segunda etapa al 50% de la tensión nominal con un retardo de 200 milisegundos, siguiendo los requerimientos del acuerdo 1322 del CNO [2]. Además de los requerimientos ya mencionados, en el capítulo 25 de [25] se hace mención a esquemas de protección basados en voltaje para la microrred empleando un valor de 88% del valor nominal para detectar fallas cercanas a los sistemas de generación basados en energía renovable, pero se debe tener en cuenta que este método presenta inconvenientes ya que la tensión del sistema se puede ver afectada y alcanzar valores inferiores al del ajuste propuesto debido a fenómenos transitorios como la energización de cargas dinámicas o la conexión de cargas y no necesariamente por fallas.

## 5.3 Sobretensión (59)

La función de sobretensión también se ajusta en dos etapas, la primera al 115% de la tensión nominal con un retardo de 2 segundos y la segunda etapa al 120% de la tensión nominal con un retardo de 200 milisegundos siguiendo el acuerdo 1322 del CNO [2].

## 5.4 Protección de frecuencia – (81U/81O)

En el libro [29] se explica que la protección de frecuencia consiste en dos sistemas de protección fundamental con diferentes alcances: un sistema de protección enfocado en el deslastre de carga (UFLS por sus siglas en inglés también conocido ROCOF – Rate of change of frequency) y un sistema de protección dedicado a la protección de los equipos de generación y carga. La función ROCOF se empleará en este estudio como protección anti-isla dejando una ventana para implementar esquemas de deslastre desde el MMC de acuerdo con la disponibilidad de energía generada y demanda, mientras que el segundo se emplea para evitar el daño en los equipos del sistema como se indica a continuación.

De acuerdo con las indicaciones de la Tabla 5-1, tomada del acuerdo CNO 1322 de 2020 [2], el ajuste de sobrefrecuencia (81O) debe ser 63 Hz con una temporización de 200 milisegundos, mientras que para la función de subfrecuencia (81U) debe ser de 57 Hz con la misma temporización de 200 milisegundos.

## 5.5 Tasa de cambio en la frecuencia (81R)

Para este caso, siguiendo lo indicado en la nota e de la Tabla 5-1 tomada de [2] “En caso de usar la función ROCOF como protección anti-isla, se deberá ajustar el valor indicado por el CND en los estudios eléctricos”.

El CND evalúa y publica periódicamente el valor de ajuste mínimo de ROCOF. El último valor publicado es 2 Hz/s desde 2020.

El ajuste recomendado por [2] permite al MMC hacer control de las cargas a partir de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) cuando se presenten condiciones de emergencia, teniendo una ventana de operación entre 0.5 y 2 Hz/s para la toma de decisión del deslastre, ya que como indica [29] en sistemas que operan aislados se manejan umbrales de hasta -3 Hz respecto al valor nominal de frecuencia en sistemas robustos para la configuración de la función ROCOF.

## 5.6 Vector Shift (78VS)

La protección de pérdida de sincronismo a través de *vector shift*, se emplea para detectar condiciones de operación en isla con generadores distribuidos con la finalidad de desconectarlos cuando se pierde la referencia del sistema interconectado. La no desconexión de generadores puede resultar en problemas de recierre sin condiciones de sincronismo, ocasionando daños en equipos, operación inestable y poniendo en riesgo la seguridad del personal [30].

Además de lo anterior, la función de protección basada en el angular de la onda de tensión de manera repentina (78VS) está diseñada para aplicaciones donde los generadores requieren una rápida detección de la condición de operación en isla como una desconexión veloz. La función opera en tres ciclos (50 ms) dando confiabilidad y rapidez en la detección de operación aislada.

Dependiendo de las condiciones de carga, el desfase angular puede ocurrir en dos periodos consecutivos mientras se estabiliza la tensión, razón por la cual no se aplica ningún tipo de retardo a la función. Sin embargo, una limitante que tiene la función es que requiere que se presente al menos un 20% en la corriente de carga del generador para asegurar una operación óptima ya que si no se presentan cambios en la corriente de carga al momento de la desconexión no habrá ángulo de desfase. También se considera necesario un bloqueo por subtensión para evitar disparos cuando se presenten cortocircuitos en el sistema, este ajuste normalmente es del 80% de la tensión nominal.

De acuerdo con [26], el cambio repentino de ángulo es una alternativa confiable para la detección de la operación en isla de microrredes, lo cual resulta muy importante en el caso de estudio objeto de este trabajo de grado, considerando que el sistema interconectado se espera que tenga interrupciones recurrentes (sistema débil).

## 5.7 Chequeo de sincronismo (25)

El chequeo de sincronismo se aplica para evitar que se cierren interruptores que enlacen dos o más fuentes cuando la tensión, la frecuencia o el ángulo entre las fuentes sean superiores a ciertos parámetros con el fin de evitar cortocircuitos.

Para los ajustes de esta protección emplearemos los criterios definidos en la norma IEEE C37.102-2006 [31] en la cual se define:

- El ángulo de tensión en los dos extremos del interruptor no debe ser superior a ±10 grados al momento del cierre.
- La magnitud de la tensión no debe ser superior a +5% entre los extremos del interruptor.
- La diferencia en frecuencia debe ser menor de 0.067 Hz.

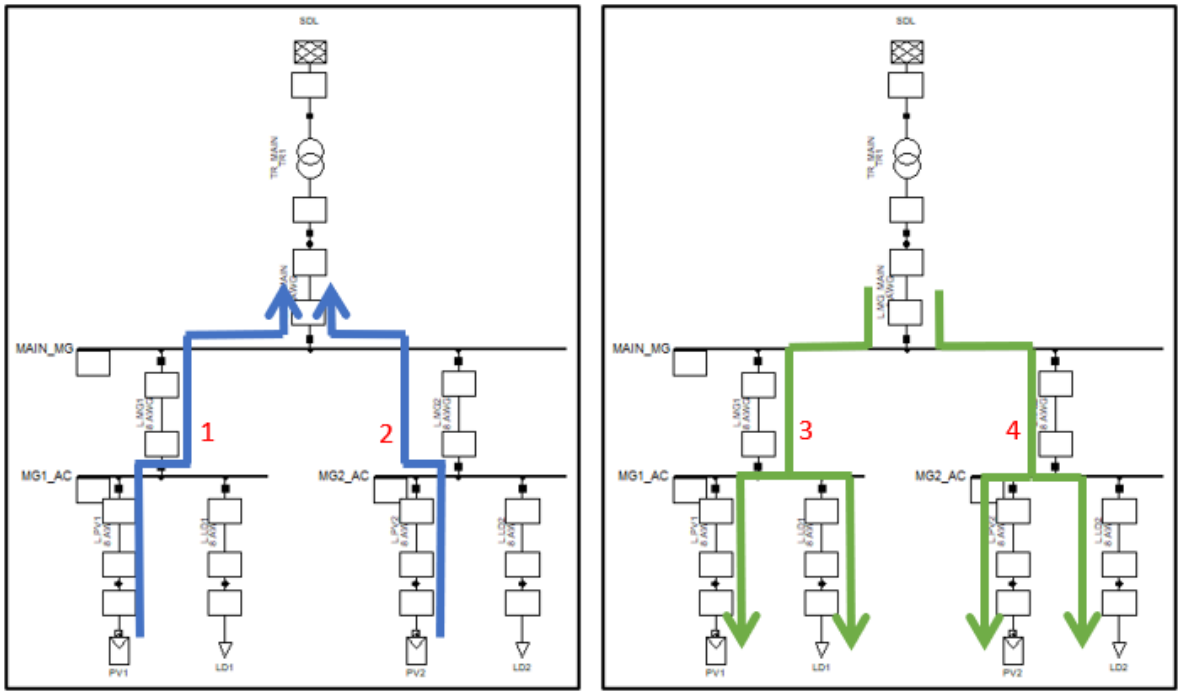
# 6 Ajuste de las protecciones

En esta sección se muestran los ajustes calculados para cada dispositivo definiendo como convención “hacia adelante” la corriente saliendo de la barra y “hacia atrás” la corriente entrando al barraje. En cuanto a las figuras que muestran las rutas de coordinación, las flechas indican el punto de falla y se alejan en la dirección de las fuentes de alimentación para definir los equipos con los cuales debe coordinar. Nótese que las flechas empiezan o terminan en el punto donde se ubica el interruptor estudiado.

## 6.1 Relé de protección en el transformador lado 480 V.

Las rutas de coordinación en azul de la Figura 6-1 muestran que el relé de protección instalado en el secundario del transformador debe ser el equipo más rápido cuando se tengan fallas en el transformador o en la red externa (rutas 1 y 2), pero a su vez, como indican las rutas verdes de la misma figura, debe ser el equipo más lento cuando la falla se presente al interior de alguna de las microrredes (rutas 3 y 4). De esta forma se debe garantizar selectividad con los equipos de protección instalados aguas abajo del punto de conexión, el principal de cada microrred y el que protege las cargas o el inversor del sistema fotovoltaico.

Figura 6-1 Rutas de coordinación para interruptor lado 480 del transformador




## 6.1.1Ajustes protección de sobrecorriente direccional

En la Tabla 6-1 se muestran los ajustes de protección del relé instalado en el secundario del transformador (punto de conexión). Primero se muestra la relación de transformación de los CTs y PTs asociados al relé. Teniendo en cuenta que este equipo está en la frontera de las microrredes con la red externa, es el encargado de enviar la señal de posición al MMC con el fin de efectuar cambios de grupo en los demás relés del sistema. Por ende, cuenta con un único grupo de ajustes (grupo 1) compuesto por elementos de sobrecorriente bidireccional.

El elemento 67P-1 se asocia con la protección temporizada de fase hacia el transformador (adelante) y se ajusta en 26 A que corresponden a 21.6 kVA permitiendo que se exporte la totalidad de la potencia generada en los sistemas fotovoltaicos (10 kVA en cada uno) hacia la red externa más un margen de 10%. Para el desarrollo del estudio se escogió el tipo de curva IEC normal inversa, mientras que el dial obtenido desde las simulaciones de selectividad y su respectiva verificación de tiempo de coordinación entre dispositivos es de 0.07. El dial tiene un valor bajo respecto a los demás dispositivos puesto que en este sentido de corriente es el último equipo en el sistema de 480 V.

El segundo elemento de protección direccional de fase (67P-2), que corresponde a la protección contra sobrecorriente hacia el transformador (adelante) no se ajusta ya que los aportes desde los inversores no son significativos para la red externa.

La protección direccional de falla a tierra hacia el transformador (adelante) asociada con el elemento 67N-1, se define máximo al 40% de la corriente nominal de los sistemas fotovoltaicos usados como referencia para el ajuste de fase. En este caso se emplea un ajuste de 4 A para tener margen con el ajuste de los relés principales de cada microrred cuando la corriente de falla se aporta desde los inversores. Con la intención de emular las unidades de disparo convencionales en los interruptores

de baja tensión se utiliza la curva de tiempo definido esta vez con un retardo intencional de 50 ms, recordando que, en dirección del transformador, el relé es el último equipo en el camino de coordinación a nivel de 480 V.

Hacia el barraje del punto de conexión (atrás), la función de protección direccional temporizada de fase la lleva a cabo el elemento 67P-3. Este elemento se ajusta máximo al 130% del menor valor entre la corriente nominal del transformador y el conductor que lo conecta con el barraje. La corriente nominal del transformador en el lado de 480 V es 36.08 A, mientras que el cable calibre 8 AWG cuenta con una capacidad de corriente de 50 A. Se selecciona un valor de 40 A ya que no se espera tener sobrecargas permanentes en el transformador, usando el mismo tipo de curva de todo el sistema (IEC normal inversa) y un dial de 0.2 para permitir selectividad con dos equipos aguas abajo en cascada.

El elemento de sobrecorriente direccional hacia atrás (67P-4) es de tiempo definido ajustado a partir de 334 A, para asegurar que se detecten de manera rápida las corrientes de falla cuando se tiene interconexión con la red externa, pero es necesario implementar un retardo de 450 ms a esta función ya que como se mencionó anteriormente, en la dirección hacia atrás, el relé del transformador debe permitir que actúen primero los equipos instalados aguas abajo.

Por último, en este relé se aplica el elemento de protección direccional de falla a tierra 67N-2 hacia el barraje (atrás) con un valor máximo del 40% de la corriente nominal del transformador usada como referencia para el ajuste de fase, es decir 14 A con la curva de tiempo definido y el mismo retardo que la función de fase (450 ms).

Tabla 6-1 Ajustes del relé del transformador lado 480 V.

| **Equipo** | Relé transformador lado 480 V | | |
|---|---|---|---|
| **Configuración** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Relación PT [V] | PTR | 480 | 120 |
| Relación CT [A] | CTR | 50 | 5 |
| **GRUPO 1** | | | |
| **Sobrecorriente de fase direccional (67)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67P-1 | 26 | 2,60 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67PD-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67PC-1 | IEC Normal inversa | |
| Dial 1 | 67PTD-1 | 0,07 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67P-2 | OFF | OFF |
| Sobrecorriente 3 [A] | 67P-3 | 40 | 4,00 |
| Dirección sobrecorriente 3 | 67PD-3 | Hacia atrás | |
| Curva 3 | 67PC-3 | IEC Normal inversa | |
| Dial 3 | 67PTD-3 | 0,2 | |
| Sobrecorriente 4 [A] | 67P-4 | 334 | 33,40 |
| Dirección sobrecorriente 4 | 67PD-4 | Hacia atrás | |
| Curva 4 | 67PC-4 | Tiempo definido | |
| Retardo 4 [s] | 67PTD-4 | 0,45 | |

Tabla 6-1 (Continuación)

| Equipo | Relé transformador lado 480 V | | |
|---|---|---|---|
| **Sobrecorriente de tierra direccional (67N)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67N-1 | 4 | 0,40 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67ND-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67NC-1 | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 67NTD-1 | 0,05 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67N-2 | 14 | 1,40 |
| Dirección sobrecorriente 2 | 67ND-2 | Hacia atrás | |
| Curva 2 | 67NC-2 | Tiempo definido | |
| Retardo 2 [s] | 67NTD-2 | 0,45 | |

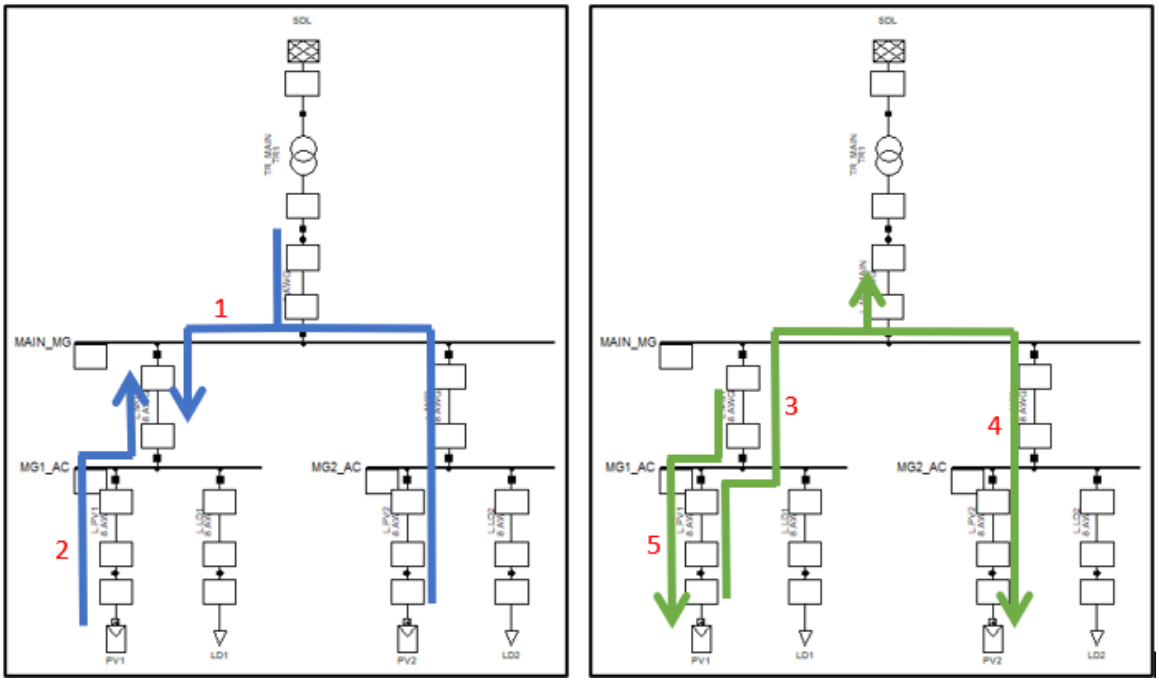
## 6.2 Relé de protección hacia microrred 1.

Las rutas de coordinación azules de la Figura 6-2 muestran que el relé principal de la microrred 1, debe operar más rápido que el relé del transformador y que el relé principal de la microrred 2 cuando la falla se presente al interior de la microrred 1 (ruta 1). Si la falla es en el punto de interconexión (MAIN_MG) el relé principal de la microrred 1 debe operar más rápido que el del inversor de dicha microrred (ruta 2).

Ahora, si la falla es en el transformador, la red externa (ruta 3) o al interior de la microrred 2 (ruta 4) se siguen las rutas verdes de la misma figura, en donde el relé principal de la microrred 1 debe ser más rápido que el del inversor 1 para no perder la fuente solar en la microrred 1 de forma innecesaria, pero debe ser más lento que el relé del transformador (ruta 3) y más lento que el relé principal de la microrred 2 (ruta 4). Por último, si la falla es en el inversor de la microrred 1, el relé principal de esta microrred debe ser más lento que el del inversor en falla (ruta 5).

Para conseguir lo anterior se deben programar dos grupos de ajustes en los relés, ya que se debe tener en cuenta el criterio de direccionalidad descrito en la sección 4.5.3, el cambio en la magnitud de la corriente de cortocircuito y la necesidad de adaptar las protecciones de acuerdo con lo analizado en los numerales 4.5.1 y 4.5.2.

Figura 6-2 Rutas de coordinación para interruptor principal de la microrred 1




## 6.2.1 Ajustes protección de sobrecorriente direccional

La Tabla 6-2 muestra los ajustes del relé principal de la microrred 1. El grupo 1 de ajustes de protección debe estar activo mientras se tenga interconexión de la microrred con la red externa, bajo el cual se presentan los mayores valores de corriente de cortocircuito. En el grupo 1 el elemento 67P-1 se relaciona con la protección temporizada de fase hacia la microrred (adelante) y se ajusta en 12 A. De esta forma se permite el flujo de potencia hacia las cargas al interior de la microrred con un margen inferior al 125% de la carga total y no se compromete el conductor que soporta hasta 50 A de manera continua. Se usa el mismo tipo de curva de la protección aguas arriba (IEC normal inversa) y el dial obtenido de las simulaciones es 0.12.

La protección contra sobrecorriente direccional hacia adelante (67P-2), se ajusta con curva de tiempo definido a partir de 200 A para asegurar que se detecten de manera rápida las corrientes de falla cuando se tiene interconexión con la red externa. Se debe aplicar un retardo de 250 ms que garantiza selectividad con la protección en el secundario del transformador y deja un margen de operación de los relés instalados aguas abajo.

Para la protección direccional de falla a tierra hacia adelante se utiliza el elemento 67N-1 con un ajuste de máximo el 40% del elemento de fase. En este caso se selecciona un valor de 4.5 A con el mismo retardo de la función de fase (250 ms) y la curva de tiempo definido.

El elemento de protección 67P-3 corresponde a la función de protección direccional temporizada de fase hacia el barraje (atrás). Se ajusta en 15 A permitiendo que se exporte la totalidad de la potencia generada en el sistema fotovoltaico de la microrred 1 con un ajuste inferior al 125% de la

potencia nominal del inversor (10 kVA). Se emplea una curva IEC normal inversa y el dial resultante de las simulaciones y verificaciones de tiempos de coordinación respecto a otros dispositivos en 0.1.

La función de protección contra sobrecorriente direccional de fase hacia el barraje (atrás) correspondiente al elemento 67P-4 no se ajusta ya que los aportes desde los inversores no alcanzan valores superiores a 2 veces la nominal.

El elemento 67N-2 que se relaciona con la protección direccional de falla a tierra hacia el barraje (atrás) se ajusta máximo al 40% de la corriente nominal del elemento usado como referencia para el ajuste de fase. En este caso se selecciona un ajuste de 4.5 A con una curva de tiempo definido, para ser selectivo con la protección del transformador y el relé principal de la microrred 2.

El grupo 2 se programa hacia adelante, de tal manera que se active cuando se desconecte la red externa (cuando el interruptor del secundario del transformador esté abierto). La potencia nominal empleada para calcular los ajustes de los arranques de las funciones de protección son los mismos que los empleados en el grupo 1, por ende, se mantendrá el mismo valor. Sin embargo, en este grupo los ajustes deben ser más sensibles debido al cambio en la magnitud de las corrientes de cortocircuito, por lo que resulta necesario emplear la curva de tiempo definido y usar un tiempo de 300 ms para cumplir con las condiciones de selectividad.

El elemento de sobrecorriente 67P-2 no se habilita en este grupo ya que se emplea la función de tiempo definido en el elemento 67P-1.

La protección de falla a tierra hacia adelante mantiene los mismos ajustes del grupo 1 en el elemento 67N-1.

Dado que los aportes de corriente de cortocircuito desde la microrred 1 hacia la microrred 2 son los mismos en los diferentes escenarios de operación y se está empleando función de tiempo definido para las fallas a tierra en todo el sistema, se pueden mantener los mismos ajustes que los presentados para el grupo 1 cuando se desconecte la red externa en la dirección hacia el barraje (atrás) en el elemento 67P-3 del grupo 2.

La función de protección contra sobrecorriente direccional de fase en el grupo 2, hacia el barraje (atrás), no se ajusta usando el mismo criterio del grupo 1.

Para la función de tierra en el grupo 2, también se mantienen los ajustes calculados en el grupo 1.

Tabla 6-2 Ajustes relé principal de la Microrred 1

| **Equipo** | Relé principal de microrred 1 | | |
|---|---|---|---|
| **Configuración** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Relación PT [V] | PTR | 480 | 120 |
| Relación CT [A] | CTR | 30 | 5 |
| **GRUPO 1** | | | |
| **Sobrecorriente de fase direccional (67)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67P-1 | 15 | 2,50 |

Tabla 6-2 (Continuación)

| **Equipo** | Relé principal de microrred 1 | | |
|---|---|---|---|
| **GRUPO 1** | | | |
| **Sobrecorriente de fase direccional (67)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67PD-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67PC-1 | IEC Normal inversa | |
| Dial 1 | 67PTD-1 | 0,12 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67P-2 | 200 | 33,33 |
| Dirección sobrecorriente 2 | 67PD-2 | Hacia adelante | |
| Curva 2 | 67PC-2 | Tiempo definido | |
| Retardo 2 [s] | 67PTD-2 | 0,25 | |
| Sobrecorriente 3 [A] | 67P-3 | 13 | 2,50 |
| Dirección sobrecorriente 3 | 67PD-3 | Hacia atrás | |
| Curva 3 | 67PC-3 | IEC Normal inversa | |
| Retardo 3 [s] | 67PTD-3 | 0,1 | |
| Sobrecorriente 4 [A] | 67P-4 | OFF | OFF |
| **Sobrecorriente de tierra direccional (67N)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67N-1 | 4,5 | 0,75 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67ND-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67NC-1 | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 67NTD-1 | 0,25 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67N-2 | 4,5 | 0,75 |
| Dirección sobrecorriente 2 | 67ND-2 | Hacia atrás | |
| Curva 2 | 67NC-2 | Tiempo definido | |
| Retardo 2 [s] | 67NTD-2 | 0,45 | |
| **GRUPO 2** | | | |
| **Sobrecorriente de fase direccional (67)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67P-1 | 15 | 2,50 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67PD-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67PC-1 | Tiempo definido | |
| Dial 1 | 67PTD-1 | 0,3 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67P-2 | OFF | OFF |
| Sobrecorriente 3 [A] | 67P-3 | 13 | 2,50 |
| Dirección sobrecorriente 3 | 67PD-3 | Hacia atrás | |
| Curva 3 | 67PC-3 | IEC Normal inversa | |
| Dial 3 | 67PTD-3 | 0,1 | |
| Sobrecorriente 4 [A] | 67P-4 | OFF | OFF |

Tabla 6-2 (Continuación)

| Equipo | Relé principal de microrred 1 | | |
|---|---|---|---|
| **GRUPO 2** | | | |
| **Sobrecorriente de tierra direccional (67N)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67N-1 | 4,5 | 0,75 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67ND-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67NC-1 | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 67NTD-1 | 0,25 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67N-2 | 4,5 | 0,75 |
| Dirección sobrecorriente 2 | 67ND-2 | Hacia atrás | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Curva 2 | 67NC-2 | Tiempo definido | |
| Retardo 2 [s] | 67NTD-2 | 0,45 | |

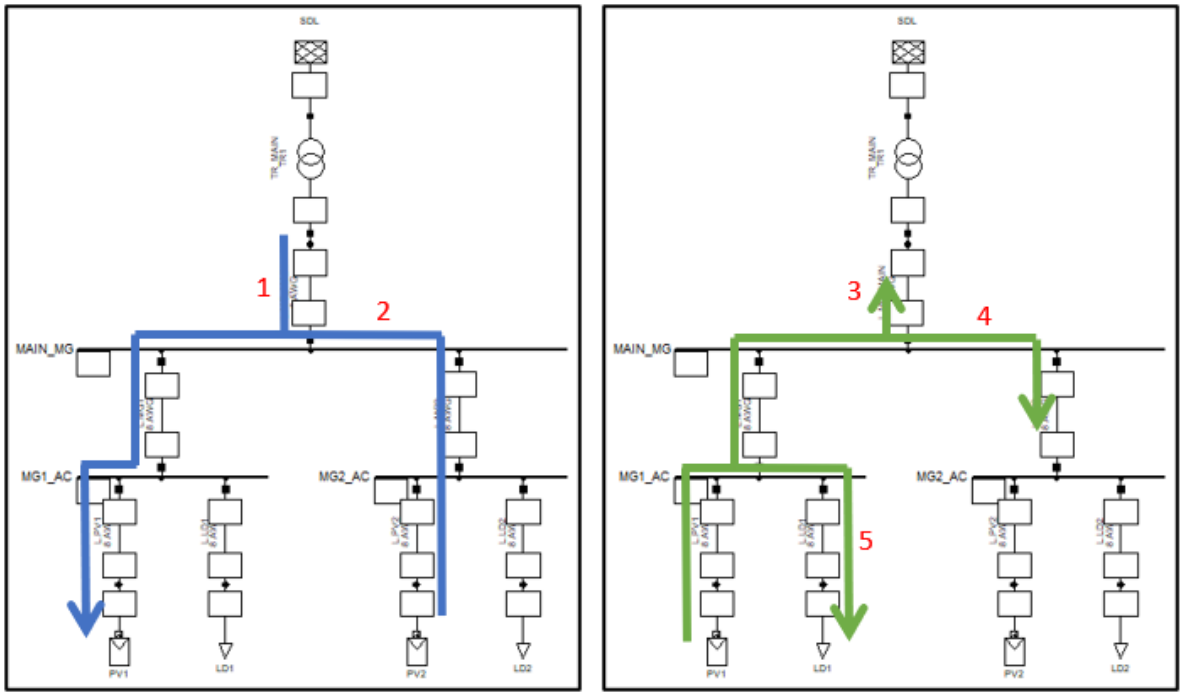
## 6.3 Relé de protección hacia microrred 2.

Dada la simetría que se tiene en las dos microrredes, los criterios empleados y los ajustes calculados para el relé principal de la microrred 1 se aplican de igual forma para el relé principal de la microrred 2. Por lo tanto, los ajustes para el relé principal de la microrred 2 son los indicados en la Tabla 6-2.

## 6.4 Relé de protección hacia inversor PV1.

Las rutas de coordinación en azul de la Figura 6-3 muestran que el relé de protección que protege el inversor de la microrred 1 debe ser el equipo más rápido cuando se tengan fallas en la acometida del inversor o en el inversor propiamente (rutas 1 y 2). Por su parte, las rutas verdes de la misma figura indican que debe ser el equipo más lento cuando la falla se presente en el transformador, la microrred 2 o las cargas de la microrred 1 (rutas 3, 4 y 5 respectivamente). De esta forma se debe garantizar selectividad con los equipos de protección instalados aguas abajo del punto de conexión, el principal de cada microrred y el que protege las cargas o el inversor del sistema fotovoltaico.

Figura 6-3 Rutas de coordinación para interruptor del inversor de la microrred 1




## 6.4.1 Ajustes protección de sobrecorriente direccional

La Tabla 6-3 muestra los ajustes de protección del relé que protege la acometida y el inversor de la microrred 1. Para este relé se logró tener selectividad con un solo grupo de protección haciendo uso de funciones de sobrecorriente en cada dirección.

El elemento 67P-1 de protección de fase direccional hacia el inversor (adelante) se ajusta permitiendo una potencia igual a la generada en el sistema fotovoltaico con un margen no mayor a 15% con el fin de asegurar la alimentación de las cargas en DC, verificando que no se supere la capacidad de conducción de corriente del cable. Se escoge un ajuste de 13 A, que cumple con los criterios mencionados, aplicando una característica de tiempo definido con un retardo de 50 ms que garantiza rapidez en el despeje sabiendo que debe ser el relé más rápido para fallas en dirección del inversor.

La función de protección contra sobrecorriente (67P-2) hacia adelante no se ajusta ya que se tiene característica de tiempo definido en el elemento 67P-1.

Para la protección direccional de falla a tierra hacia adelante (elemento 67N-1) el ajuste es máximo el 40% de la corriente nominal del inversor empleado como referencia para el ajuste de fase. En este caso se selecciona un ajuste de 4 A para darle margen al ajuste del relé principal de la microrred 1 instalado aguas arriba en esta dirección. La curva es de tiempo definido con un retardo de 50 ms por ser el último equipo del esquema de protección en esta dirección.

La función de protección direccional hacia el barraje (atrás) se hace a través del elemento 67P-3 con un ajuste igual al del elemento 67P-1 permitiendo que se exporte la totalidad de la potencia generada en el sistema fotovoltaico de la microrred. En este caso se usa una curva IEC normal

inversa con el dial en 0.15 para lograr selectividad con los equipos aguas abajo y descritos en la explicación de las rutas de coordinación.

El elemento 67P-4 representa la función de protección contra sobrecorriente direccional de fase hacia el barraje (atrás). En este caso no se activa, ya que la idea es dejar que actúen los equipos aguas abajo teniendo en cuenta que este relé debe esperar la operación de más equipos en esta dirección de falla y que los aportes desde el inversor no representan riesgo a la integridad de los activos del sistema de potencia.

Para falla a tierra hacia el barraje (atrás) se emplea el elemento direccional 67N-1 que se ajusta igual a la de la dirección hacia adelante, pero con una temporización mayor por las mismas razones expuestas para las funciones de fase. La curva es de tiempo definido y el retardo intencional de 650 ms.

Tabla 6-3 Ajustes relé hacia inversor PV1

| **Equipo** | Relé hacia inversor PV1 | | |
|---|---|---|---|
| **Configuración** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Relación PT [V] | PTR | 480 | 120 |
| Relación CT [A] | CTR | 20 | 5 |
| **GRUPO 1** | | | |
| **Sobrecorriente de fase direccional (67)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67P-1 | 13 | 3,25 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67PD-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67PC-1 | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 67PTD-1 | 0,05 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67P-2 | OFF | OFF |
| Sobrecorriente 3 [A] | 67P-3 | 13 | 3,25 |
| Dirección sobrecorriente 3 | 67PD-3 | Hacia atrás | |
| Curva 3 | 67PC-3 | IEC Normal inversa | |
| Dial 3 | 67PTD-3 | 0,15 | |
| Sobrecorriente 4 [A] | 67P-4 | OFF | OFF |
| **Sobrecorriente de tierra direccional (67N)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 67N-1 | 4 | 1,00 |
| Dirección sobrecorriente 1 | 67ND-1 | Hacia adelante | |
| Curva 1 | 67NC-1 | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 67NTD-1 | 0,05 | |
| Sobrecorriente 2 [A] | 67N-2 | 4,8 | 1,20 |
| Dirección sobrecorriente 2 | 67ND-2 | Hacia atrás | |
| Curva 2 | 67NC-2 | Tiempo definido | |
| Retardo 2 [s] | 67NTD-2 | 0,65 | |

## 6.5 Relé de protección hacia inversor PV2.

Dada la simetría que se tiene en las dos microrredes, los criterios empleados y los ajustes calculados para el relé del inversor en la microrred 1 se aplican de igual forma para el relé del inversor en la microrred 2. Por lo tanto, los ajustes para este relé son los indicados en la Tabla 6-3.

## 6.6 Protección de chequeo de sincronismo

Además de las protecciones mostradas para los relés de los numerales 6.1 al 6.5, estos relés deben contar con la función de chequeo de sincronismo debido a que al momento de realizar un cierre se tienen fuentes de ambos lados del sistema. Los ajustes de esta función se describieron en 5.7 y se muestran en la Tabla 6-4.

Tabla 6-4 Ajustes de función de chequeo de sincronismo

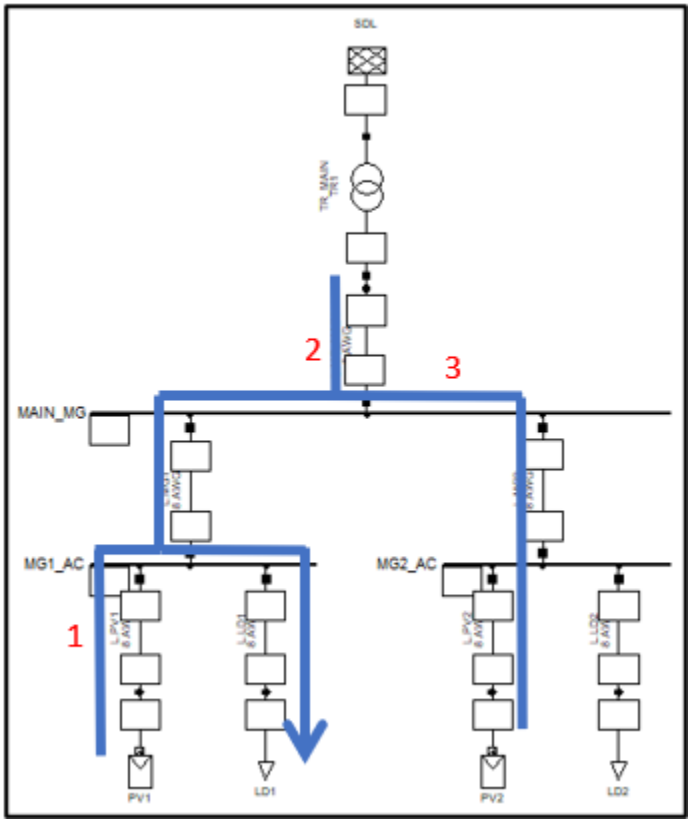
| Chequeo de sincronismo (25) | | |
|---|---|---|
| **Descripción** | **Nombre** | **Ajuste** |
| Diferencia de tensión [%] | ΔV | ±5 |
| Diferencia de ángulo [%] | Δθ | ±10 |
| Diferencia de frecuencia [Hz] | Δf | ±0,067 |

## 6.7 Relé de protección hacia cargas AC de microrred 1.

La protección del alimentador y las cargas instaladas en la microrred 1 no tienen fuentes aguas abajo, por ende, no requiere de protecciones direccionales. Sin embargo, si experimenta el cambio drástico en la magnitud de corriente cuando se desconecte el suministro desde la red externa por lo cual requiere adaptación de dos grupos de protección.

Las rutas de coordinación de la Figura 6-4 muestran el recorrido de la corriente cuando se presenta una falla hacia cada una de las fuentes. La ruta 1 relaciona la falla en las cargas y la selectividad que debe tener con el relé del inversor de la microrred 1, mientras que la ruta 2 es el camino de selectividad con la red externa y la ruta 3 con el inversor de la microrred 2.

Figura 6-4 Rutas de coordinación para interruptor de las cargas de la microrred 1




## 6.7.1 Ajustes protección de sobrecorriente

En el grupo 1 (cuando se tiene sincronismo con la red externa), la función de protección de fase, elemento 51P, se ajusta usando como referencia el menor valor entre la corriente de demanda de las cargas y la capacidad de corriente del conductor que las alimenta, más un margen no mayor a 15%. El conductor empleado en los cálculos es calibre 8 AWG que permite un flujo de corriente de hasta 50 A de manera continua por lo cual se usa la corriente nominal de la carga en los cálculos, para este caso, 10 kVA. Lo anterior permite seleccionar un ajuste de 13 A con una curva IEC normal inversa y un dial de 0.05 (mínimo disponible en el relé).

La función de protección contra sobrecorriente (elemento 50P) se ajusta a partir de 100 A con un retardo de 50 ms para asegurar que se detecten de manera rápida las corrientes de falla pero que da tiempo de operación de breakers aguas abajo empleados para cargas finales que normalmente operan en menos de 2 ciclos (aproximadamente 34 ms).

Para la protección de falla a tierra, el elemento 51N se ajusta máximo al 40% de la corriente nominal de las cargas empleada como referencia para el ajuste de fase. El ajuste escogido es de 4 A para darle margen al ajuste del relé que alimenta la microrred 1 y al relé del inversor.

En el grupo 2 (cuando se opera desconectado de la red externa) se empleará únicamente una característica de tiempo definido con el mismo arranque del grupo 1, 13 A para el elemento 51P,

pero con un retardo de 100 ms. En cuanto al elemento de falla a tierra (51N) se mantiene igual al del grupo 1. La Tabla 6-5 muestra los ajustes calculados para este relé de protección.

Tabla 6-5 Ajustes relé hacia las cargas de microrred 1

| **Equipo** | Relé hacia cargas microrred 1 | | |
|---|---|---|---|
| **Configuración** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Relación PT [V] | PTR | 480 | 120 |
| Relación CT [A] | CTR | 20 | 5 |
| **GRUPO 1** | | | |
| **Sobrecorriente de fase (51)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 51P | 13 | 3,25 |
| Curva 1 | 51C | IEC Normal inversa | |
| Dial 1 | 51TD | 0,05 | |
| **Sobrecorriente de fase (50)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 2 [A] | 50P | 100 | 25,00 |
| Curva 2 | 50C | Tiempo definido | |
| Retardo 2 [s] | 50TD | 0,05 | |
| **Sobrecorriente de tierra (51N)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 51N | 4 | 1,00 |
| Curva 1 | 51NC | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 51NTD | 0,05 | |
| **GRUPO 2** | | | |
| **Sobrecorriente de fase (51)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 51P | 13 | 3,25 |
| Curva 1 | 51C | Tiempo definido | |
| Dial 1 | 51TD | 0,1 | |
| **Sobrecorriente de fase (50)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 2 [A] | 50P | OFF | OFF |
| **Sobrecorriente de tierra (51N)** | | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Primario** | **Secundario** |
| Sobrecorriente 1 [A] | 51N | 4 | 1,00 |
| Curva 1 | 51NC | Tiempo definido | |
| Retardo 1 [s] | 51NTD | 0,05 | |

## 6.8 Relé de protección hacia cargas AC de microrred 2.

Nuevamente, teniendo en cuenta la simetría que se tiene en las dos microrredes, los criterios empleados y los ajustes calculados para el relé de las cargas en la microrred 1 se aplican de igual forma para el relé de las cargas en la microrred 2. Por lo tanto, los ajustes para este relé son los indicados en la Tabla 6-5.

## 6.9 Inversor microrred 1 y 2.

De acuerdo a lo indicado en el acuerdo 1322 de 2020 [2] se requiere que las funciones de protección de subtensión, sobretensión, frecuencia y anti-isla se apliquen sobre los inversores. Sin embargo, dado que una de las características más importantes de la microrred es la continuidad del servicio, se propone implementar las funciones en el inversor con un disparo transferido al interruptor del secundario de transformador para desconectar la red externa a través de una señal emitida por el inversor al MMC y desde allí, enviar la orden de apertura al interruptor de interconexión con la red externa. Adicionalmente se debe implementar un ajuste de subtensión con una temporización mayor, direccionada al interruptor propio de cada inversor buscando tener protección de la microrred si la condición anormal persiste después de desconectarse la red externa. Los ajustes presentados aplican para los dos inversores presentes en el sistema bajo estudio.

### 6.9.1 Ajustes protección de subtensión

Siguiendo lo indicado en el numeral 5.2 y los requerimientos de [2], se debe ajustar el elemento de subtensión (27P-1) al 85% de la tensión nominal con un retardo de 2 segundos. Si se considera un transformador de tensión fase-fase con 480 V nominal, este elemento se ajusta en 408 V, mientras que el elemento de subtensión (27P-2) se debe ajustar en 240 V correspondientes al 50% de la tensión nominal con un retardo de 200 ms.

En [25] se menciona un ajuste del 88% en el valor de la tensión para detectar problemas operativos. Sin embargo, por ser menos restrictivo que el requerido en [2], resulta útil para realizar la desconexión de carga (*load shedding*) no esencial desde el MMC cuando se alcancen estos valores en estado estable. El elemento dispuesto para llevar a cabo esta función es el 27P-3 que se ajusta en 422 V con un retardo de 3 s.

El ajuste de 27P-4 corresponde a la protección de respaldo en caso de persistir la condición de anormalidad después de desconectar la red externa, [5, 32]. Este parámetro será igual al del elemento 27P-1 empleando un retardo de 5 s para darle tiempo al deslastre de carga por subtensión (elemento 27P-3).

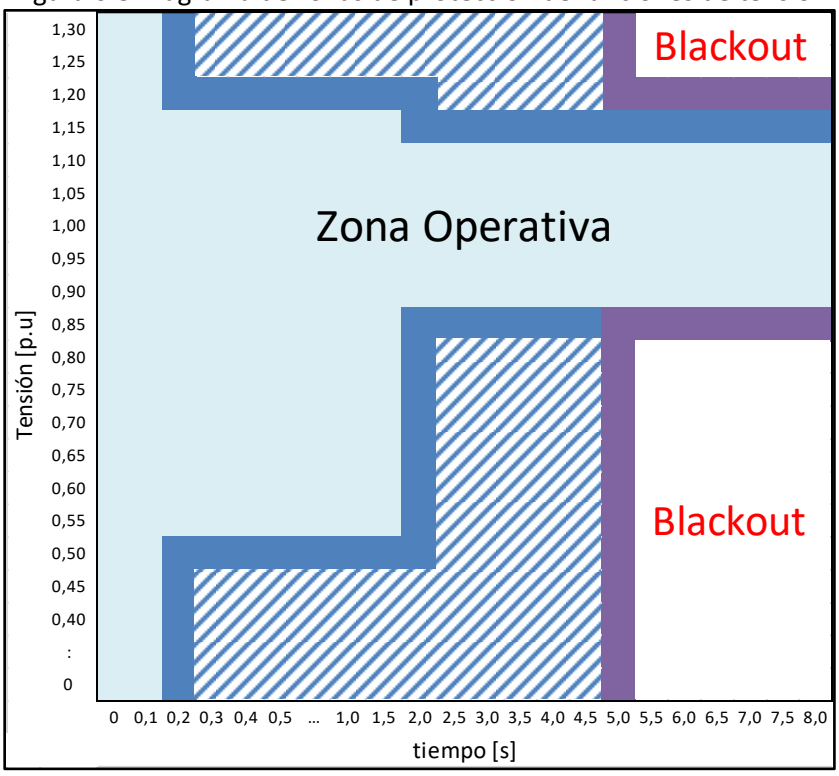
### 6.9.2 Ajustes protección de sobretensión

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 y asumiendo un transformador de 480 V fase-fase, el ajuste de sobretensión (59P-1) debe ser el 115% del voltaje nominal, es decir 552 V con un retardo de 2 segundos y el elemento 59P-2 se ajusta en 576 V (120%) con un retardo de 200 ms. El elemento

59P-3 es el respaldo cuando se mantiene la condición anormal después de desconectar la red externa, el cual se ajusta en los mismos 552 V, pero con un retardo de 5 segundos.

La Figura 6-5 muestra un diagrama en el cual se identifica la forma de operación de las funciones de tensión como los que se emplean de referencia en el anexo H3 de la IEEE-1547 [19]. La zona operativa (azul claro) es aquella donde se espera que el sistema pueda operar, incluidos los transitorios, sin tomar acciones en los equipos de protección. La franja azul oscura representa los elementos de protección de subtensión y sobretensión requeridos en [2], los cuales de acuerdo con los criterios establecidos anteriormente tendrán el disparo direccionado al interruptor de enlace con la red externa. Por otro lado, la franja morada representa los elementos de protección direccionados al inversor. De esta manera se evidencia que los elementos de protección asociados a la tensión disparan el interruptor de enlace con la red externa buscando mantener el suministro en las microrredes. La zona que representa el umbral de recuperación se muestra en la figura con un achurado en diagonal. Sin embargo, si después de desconectarse del sistema eléctrico débil, la condición anormal se mantiene al interior de la microrred, es decir, no se logra salir de la zona achurada y, por el contrario, se alcanza el tiempo para desconectar los inversores, llegando a la zona de *blackout* que representa una pérdida de suministro en todas las cargas.

Figura 6-5 Diagrama de zonas de protección de funciones de tensión




## 6.9.3 Ajustes protección de frecuencia

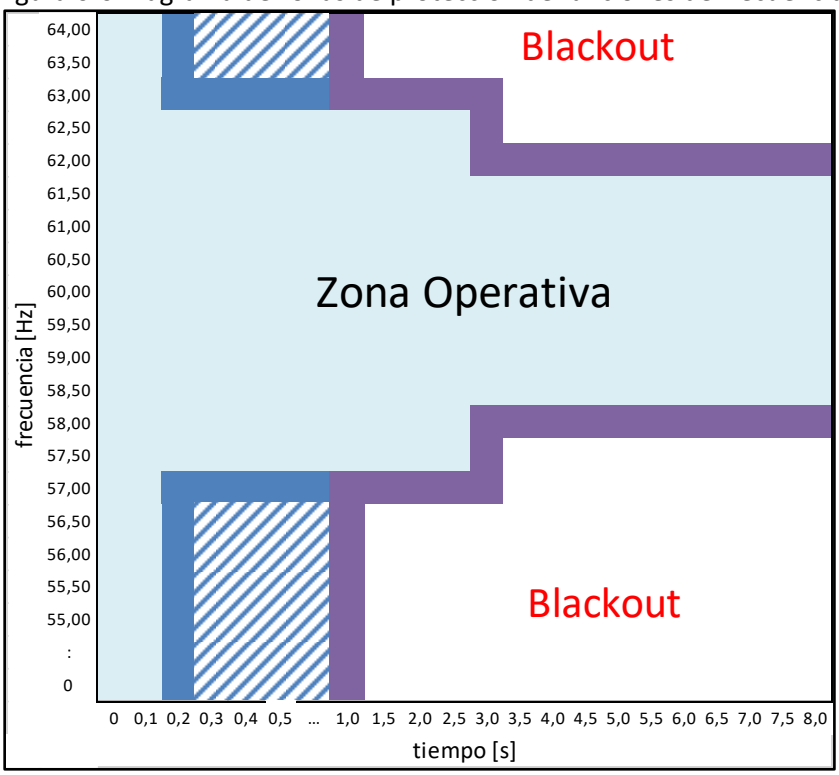
Los criterios de esta función se definieron en el numeral 5.4 de acuerdo con los requerimientos de [2]. La primera etapa de baja frecuencia (81U-1) desconectará la red externa si se llega a los 57 Hz con un retardo de 200 ms. Si la condición de subfrecuencia persiste con la desconexión de la red

externa, actuará la segunda etapa ajustada en los mismos 57 Hz, pero con 1 s de retardo o con un tercer ajuste en 58 Hz durante 3 s.

En cuanto a la condición de alta frecuencia, el elemento 81O-1 desconecta la red externa tras operar por 200 ms sobre 63 Hz. Una segunda etapa (81O-2) desconecta los inversores si se alcanzan 1 s con el mismo valor y la tercera etapa con 62 Hz después de 3 s.

Al igual que las funciones de tensión, tomando como referencia la representación del anexo H3 de [19], en la Figura 6-6 se muestran las zonas de protección para los elementos de protección de frecuencia. La representación del diagrama es idéntica, la zona operativa está en color azul claro, los ajustes de los elementos de frecuencia que se direccionan al interruptor de enlace con la red externa, mientras que la franja morada corresponde con el ajuste de los elementos de frecuencia direccionados al inversor. Nuevamente, este esquema de protecciones busca recuperar la frecuencia hasta la zona operativa, pero en caso de persistir la condición se llevará el sistema a *blackout.*

Figura 6-6 Diagrama de zonas de protección de funciones de frecuencia



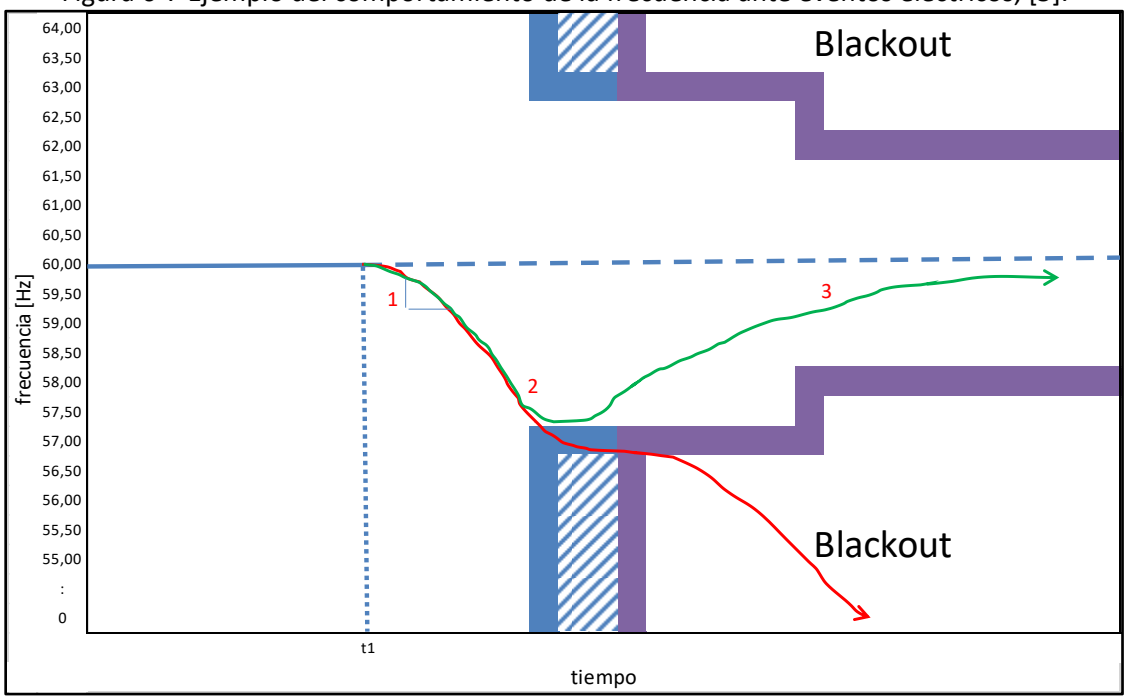

## 6.9.4 Tasa de cambio en la frecuencia - ROCOF

La protección *ROCOF* se emplea como respaldo de la protección anti-isla. En este caso se emplea el ajuste de 2 Hz/s publicado por el CND en [2] con un retardo de cinco ciclos equivalente a 80 ms. Es importante contar con este respaldo ya que como menciona [33], la función *vector shift* podría no operar si el cambio en el flujo de potencia a través del dispositivo es muy pequeño al momento de la desconexión. Como referencia, un valor de cambio en la potencia que asegura la operación de la

función *vector shift,* empleando el algoritmo de tres fases como el descrito en [33], es de al menos un 20% en la potencia nominal de la fuente (inversor), de acuerdo al manual de instrucción de los relés SEL-751 [34].

La Figura 6-7 hace una representación gráfica del comportamiento de la frecuencia cuando se presenta un evento sobre el sistema eléctrico (esquema tomado de [5]). Siguiendo el eje de tiempo, la frecuencia se mantiene en 60 Hz entre 0 y t1. En el instante t1 se presenta un evento en el sistema y la frecuencia cae. La línea roja da un ejemplo del comportamiento de la frecuencia en el dominio del tiempo empleando únicamente las funciones de subfrecuencia definidos en el numeral 6.9.3. El retardo en la desconexión del interruptor de enlace puede ocasionar que no se recupere la estabilidad al interior de la microrred y por esta razón es necesario contar con la función *ROCOF* como protección anti-isla.

Figura 6-7 Ejemplo del comportamiento de la frecuencia ante eventos eléctricos, [5].




La curva verde de la misma figura representa la frecuencia en el dominio del tiempo empleando la función *ROCOF*, la operación en isla debida a la apertura de algún elemento en la red externa ocasiona una pérdida de frecuencia la cual al llegar al valor de ajuste en Hz/s (punto 1 de la figura) y envía la orden de apertura al interruptor que toma un par de ciclos para operar (punto 2 de la figura). Una vez se abre el enlace con la red externa, la frecuencia del sistema se recupera.

## 6.9.5 Vector shift

Como se mencionó en el comienzo del capítulo 5, se empleará la función *Vector shift* a pesar de la recomendación del acuerdo 1322 de 2020 [2]. Esto debido a que se debe asegurar la estabilidad de las microrredes y el tiempo de desconexión de la red externa es crucial para recuperar el sistema. Sin embargo, se empleará un ajuste coherente con la función ROCOF siguiendo lo indicado en [35],

donde se hace una equivalencia entre el ajuste de función de frecuencia y el ajuste de la función *vector shift* como se muestra en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6 Relación entre ajuste en Hz y ajuste de ángulo en grados para 78VS [35]

| Relación entre grados y Hz | |
|---|---|
| **Ajuste de frecuencia [Hz]** | **Ajuste de ángulo para VS [°]** |
| 0,5 | 3 |
| 1 | 6 |
| 1,5 | 9 |
| 2 | 12 |
| 2,5 | 15 |

En el numeral 6.9.4 se definió un ajuste de 2 Hz/s para la función *ROCOF* que corresponden a 12 grados para la función 78VS. Este ajuste se acompaña de un ajuste de subtensión al 80% del voltaje nominal equivalente a 384 V.

En la Tabla 6-7 se muestran los ajustes a implementar en los inversores de las dos microrredes. Si por alguna razón las funciones de protección indicadas para los inversores no están disponibles o nos son configurables, se deben ajustar en los relés de protección que alimentan los inversores desde cada microrred cuyos ajustes se definieron en las secciones 6.4 y 6.5.

Tabla 6-7 Ajustes de protección en inversores

| **Equipo** | Inversor microrred | |
|---|---|---|
| **Subtensión (27)** | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Ajuste** |
| Subtensión 1 [V] | 27P-1 | 408 |
| Retardo 1 [s] | 27D-1 | 2 |
| Subtensión 2 [V] | 27P-2 | 240 |
| Retardo 2 [s] | 27D-2 | 0,2 |
| Subtensión 3 [V] | 27P-3 | 422 |
| Retardo 3 [s] | 27D-3 | 3 |
| Subtensión 4 [V] | 27P-4 | 408 |
| Retardo 4 [s] | 27D-4 | 5 |
| **Sobretensión (59)** | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Ajuste** |
| Sobretensión 1 [V] | 59P-1 | 552 |
| Retardo 1 [s] | 59D-1 | 2 |
| Sobretensión 2 [V] | 59P-2 | 576 |
| Retardo 2 [s] | 59D-2 | 0,2 |
| Sobretensión 3 [V] | 59P-3 | 552 |
| Retardo 3 [s] | 59D-3 | 5 |

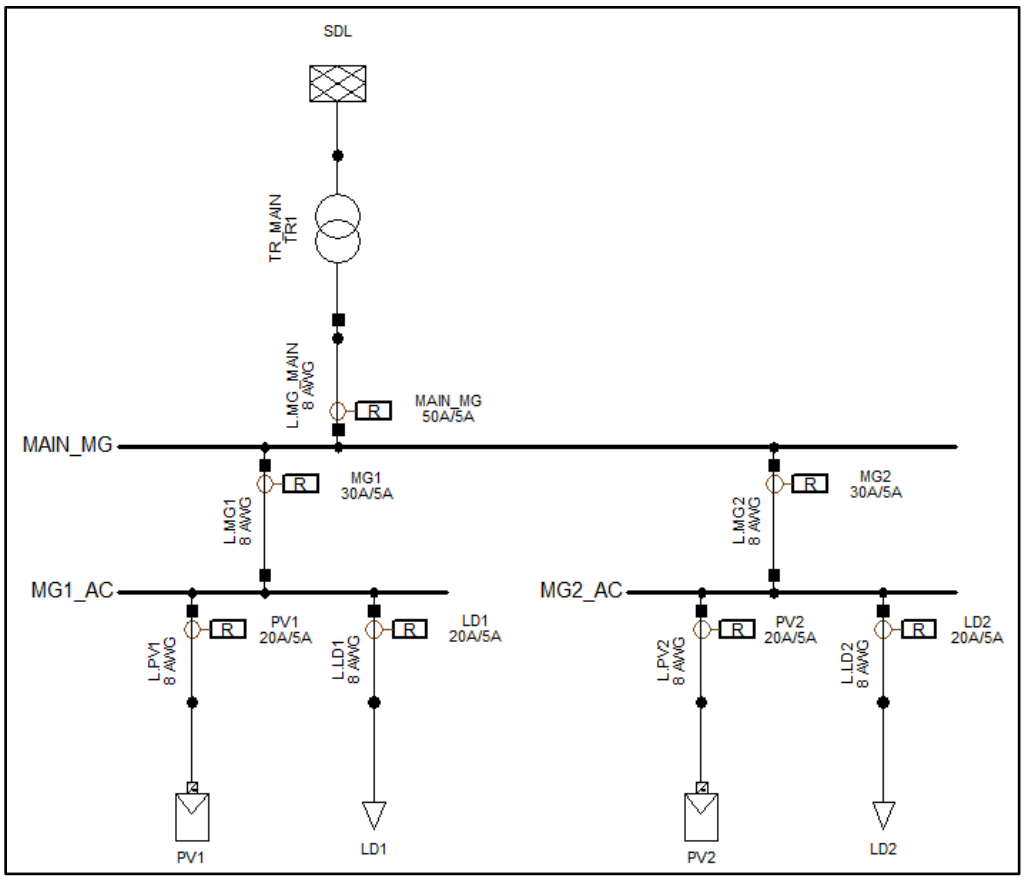
Tabla 6-7 (Continuación)

| **Equipo** | Inversor microrred | |
|---|---|---|
| **Anti-isla** | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Ajuste** |
| ROCOF [Hz/s] | 81RP | 2 |
| Retardo 81R [s] | 81RD | 0,08 |
| Vector shift [°] | 78VSP | 12 |
| Bloqueo 78VS [V] | 78VSBL | 384 |
| **Frecuencia (81)** | | |
| **Descripción** | **Nombre** | **Ajuste** |
| Subfrecuencia 1 [Hz] | 81UP-1 | 57 |
| Retardo 81U [s] | 81UD-1 | 0,2 |
| Sobrefrecuencia 1 [Hz] | 81OP-1 | 63 |
| Retardo 81O [s] | 81OD-1 | 0,2 |
| Subfrecuencia 2 [Hz] | 81UP-2 | 57 |
| Retardo 81U [s] | 81UD-2 | 0,5 |
| Sobrefrecuencia 2 [Hz] | 81OP-2 | 63 |
| Retardo 81O [s] | 81OD-2 | 0,5 |
| Subfrecuencia 3 [Hz] | 81UP-3 | 58 |
| Retardo 81U [s] | 81UD-3 | 3 |
| Sobrefrecuencia 3 [Hz] | 81OP-3 | 62 |
| Retardo 81O [s] | 81OD-3 | 3 |

# 7 Verificación de los ajustes de sobrecorriente

En esta sección se va a presentar el desempeño de las protecciones de sobrecorriente en cada uno de los escenarios estudiados. Para ello, en primera instancia se muestra la Figura 7-1 con la ubicación de los transformadores de corriente y relés de protección sobre el unifilar de DigSilent Power Factory.

Figura 7-1 Diagrama unifilar con protecciones de sobrecorriente




En la gráfica anterior se indican los puntos donde fueron modelados los relés de protección y sus respectivos transformadores de corriente. En cada relé se muestra el nombre del mismo y la relación de transformación asociada en cada caso. Como se mencionó en la sección 4.1 se emplearon relés

genéricos de DigSilent Power Factory tomados de la librería “Relay/Generic/Directional Relays/”. Estos relés permiten el uso de curvas IEC y ajustes disponibles en la mayoría de los relés comerciales.

Es importante tener en cuenta que para las curvas de selectividad mostradas a lo largo de este capítulo se muestra el nombre de cada curva haciendo referencia a la siguiente convención:

*(POC o GOC)_(FWD o REV)_Nombre del relé_(G1 o G2)*

- POC: función de fase o GOC: función de tierra.
- FWD: hacia adelante o REV: hacia atrás.
- Nombre del relé.
- G1: grupo 1 o G2: grupo 2.

En algunas curvas de protección no se especifica el grupo (G1 o G2). Esto se debe a que el dispositivo no requiere protecciones adaptativas en la curva mostrada, es decir que bajo cualquier escenario permanecerá sin cambios. Por ejemplo, en la Figura 7-2 la curva POC_REV_MG1_G1 corresponde a la función de fase en dirección hacia atrás del relé MG1 ajustado en el grupo 1. Por otra parte, en la Figura 7-3 la curva GOC_REV_MG1 representa la función de tierra en dirección hacia atrás del relé MG1. Nótese que en este caso no se especifica el grupo de protección, ya que el ajuste de la función de tierra en dirección hacia atrás garantiza selectividad, sin importar la condición operativa del sistema.

## 7.1 Escenario 1

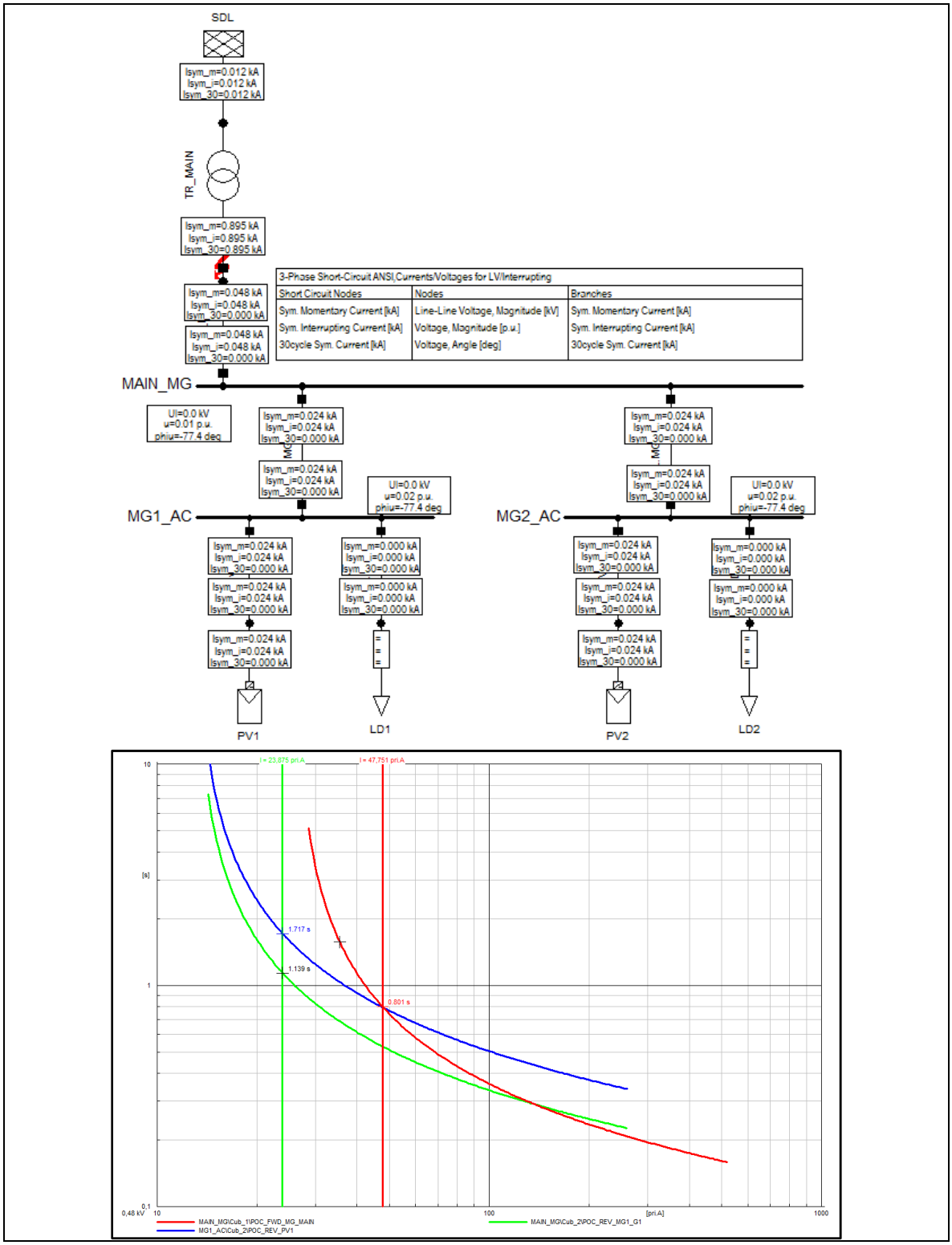
El escenario 1 es el que presenta los mayores niveles de cortocircuito por el hecho de tener sincronizadas las microrredes con el sistema interconectado. Sin embargo, ante una falla trifásica en el secundario del transformador de 30 kVA, las protecciones de las microrredes solo perciben el aporte que sale desde el inversor de su microrred. En este caso cada inversor entrega 24 A que al sumarse para llegar al punto de falla resultan en 48 A por el relé de protección asociado al transformador.

La Figura 7-2 presenta el unifilar con los valores de los aportes a través de cada alimentador y las curvas de selectividad con las corrientes de falla. Las líneas verticales corresponden al valor de corriente a través de cada dispositivo analizado y su color coincide con el de la curva de protección asociada al relé por el cual pasa dicha corriente.

Por ejemplo, la curva roja corresponde a la protección de fase ajustada en el relé del secundario del transformador, la verde a la de fase del relé principal de la microrred 1 y la azul a la curva del relé que protege el inversor. Resulta importante aclarar que las curvas de protección corresponden al ajuste en la dirección de la corriente de falla y el grupo 1 de protección en todos los equipos, empleado cuando se tiene conexión con la red externa. En la misma figura aparecen dos líneas verticales, una verde y una roja que representan la corriente que pasa a través de los equipos de protección representados con el mismo color. La curva vertical azul no se ve porque está traslapada con la verde, ya que la corriente que aporta el inversor es idéntica cuando pasa por el relé del inversor, como por el relé principal de la microrred 1. El punto de intercepción entre la línea vertical de un color con la curva de protección del mismo color representa el tiempo de operación de la

función de sobrecorriente de fase en este caso, el cual es de 801 ms para el relé en el secundario del transformador, 1.14 s para el relé principal de la microrred 1 y 1.72 s para el relé del inversor.

Figura 7-2 Falla trifásica en secundario de transformador – Escenario 1



El análisis que se hace a lo largo de este capítulo para las protecciones de cada microrred se aplica de manera idéntica para la otra microrred, dada la simetría que existe en la configuración de las dos microrredes.

Entendido lo anterior, se procede a analizar los diferentes casos de falla del sistema estudiado y la respuesta de las protecciones de sobrecorriente. La Figura 7-3 muestra el diagrama unifilar y las curvas de selectividad de tierra para una falla monofásica en el secundario del transformador de 30 kVA. En este caso la corriente que aporta cada inversor es de 9 A y en el punto de falla el aporte de los dos inversores resulta en 18 A. Los tiempos de despeje son de 50 ms para el relé del secundario del transformador, 450 ms para el relé principal de la microrred 1 y 650 ms para el relé del inversor.

Figura 7-3 Falla monofásica en secundario de transformador – Escenario 1

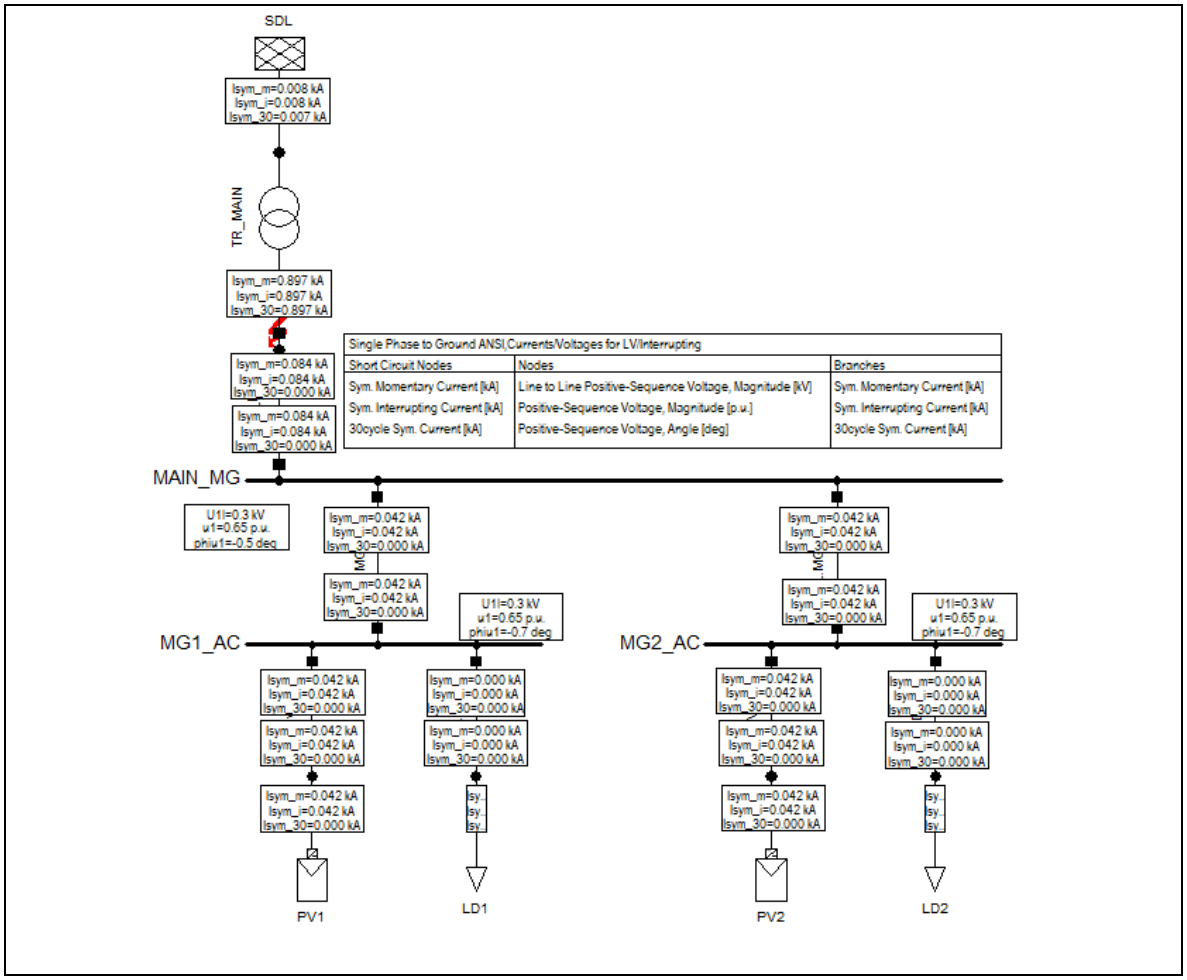
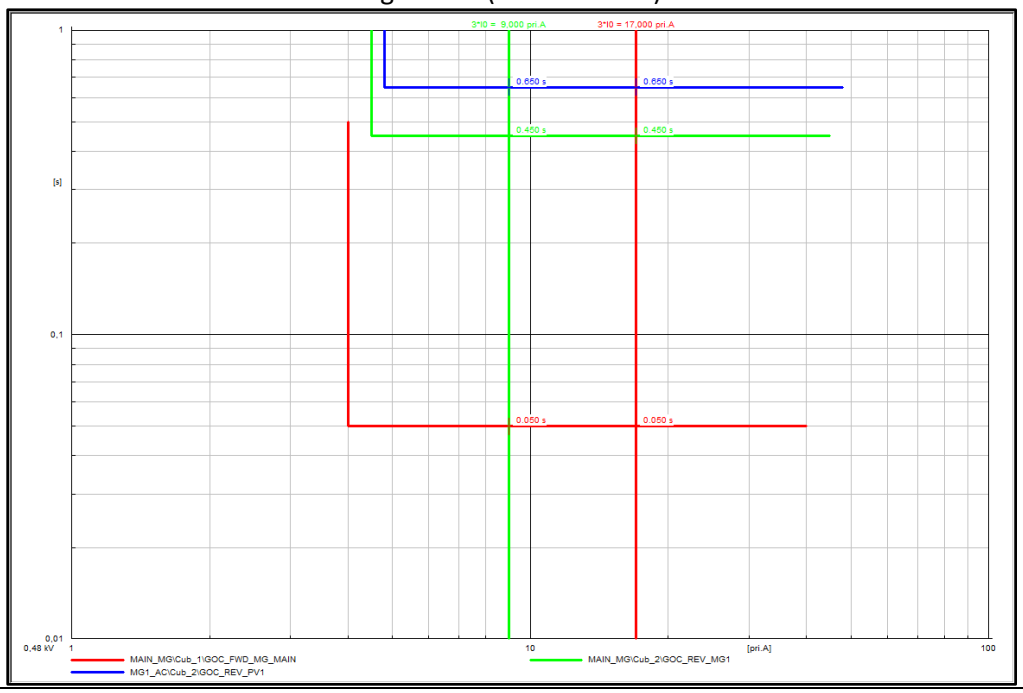


Figura 7-3 (Continuación)




Al mover la falla al punto de acoplamiento entre la red externa y las microrredes (MAIN_MG), el relé del secundario del transformador debe operar en tiempos mucho más rápidos, debido a que a través de él pasa la corriente de falla que aporta el sistema interconectado a través del transformador (858 A para falla trifásica y 855 A para falla a tierra), por lo que se aplicó un ajuste direccional cuando el sentido de la corriente se dirija hacia el barraje. Dicho ajuste se muestra en la curva roja de La Figura 7-4 para falla de fase y tierra respectivamente. La falla trifásica es despejada en 450 ms por el relé del transformador y mantiene los mismos tiempos de 1.14 s para el relé principal de la microrred 1 (curva verde) y 1.72 s para el relé del inversor (curva azul) ya que el aporte desde el inversor es el mismo que en el primer caso analizado.

De la misma forma, a partir de la falla a tierra se obtienen los resultados de la Figura 7-5. En ella se evidencia que los tiempos de despeje son: 450 ms con operación simultánea del relé principal de la microrred 1 (curva verde) y el relé del transformador (curva roja) y 650 ms para el relé del inversor de la microrred.

Figura 7-4 Falla trifásica en MAIN_MG – Escenario 1

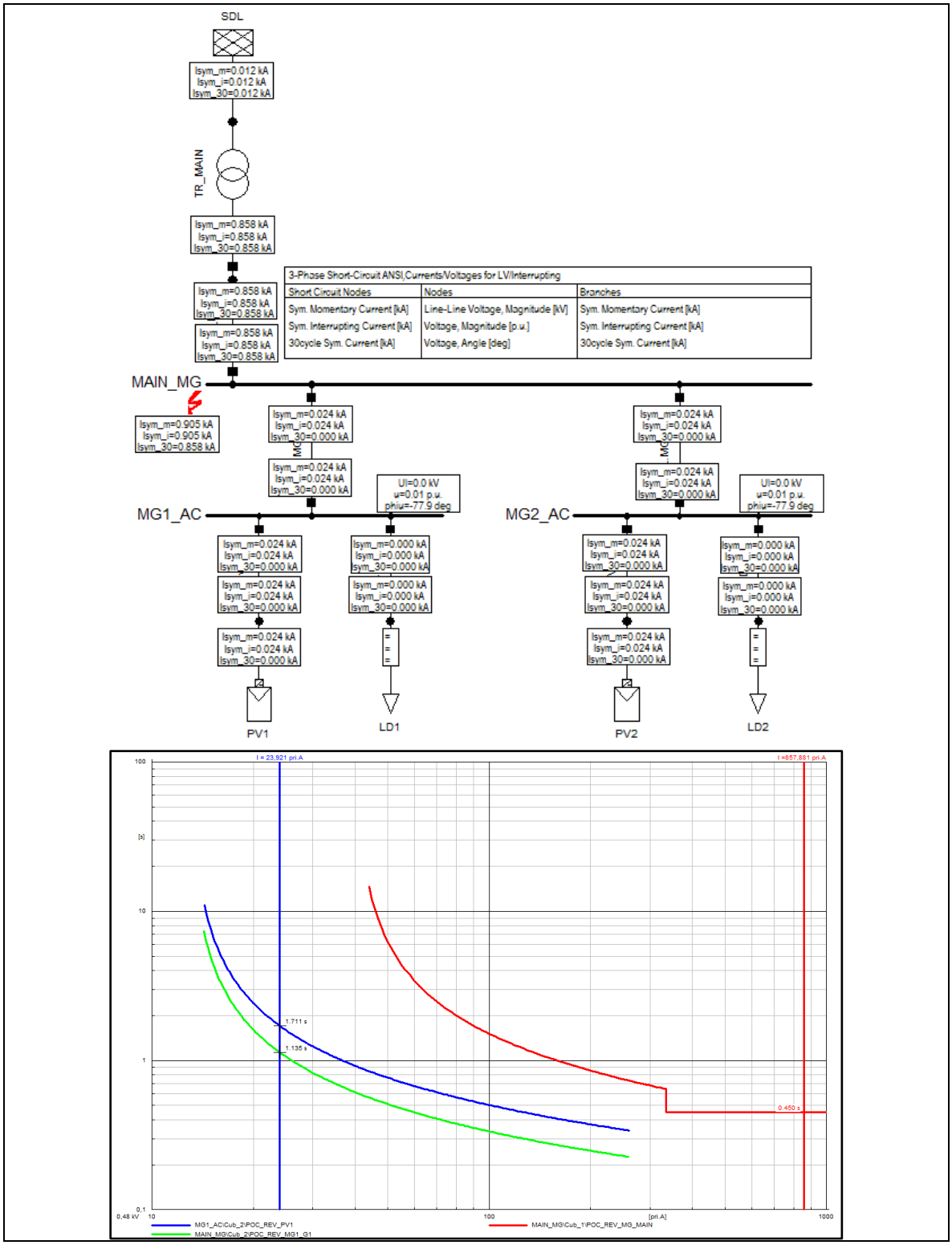
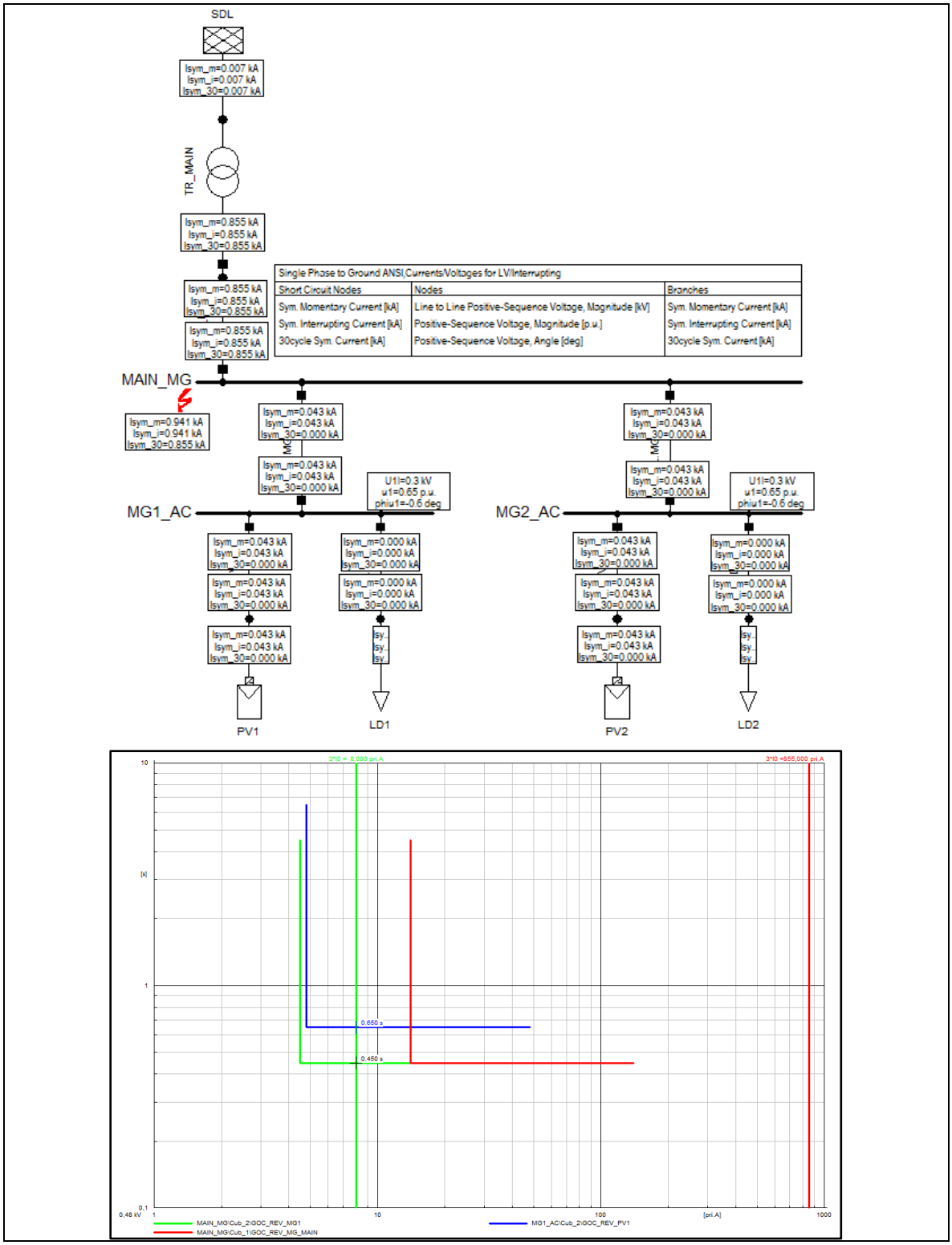


Figura 7-5 Falla monofásica en MAIN_MG – Escenario 1




Al ubicar la falla en la barra de la microrred 2 se evidencia un cambio en los ajustes de fase del relé principal de la microrred debido al sentido de la corriente que ahora va hacia adelante, saliendo de

la barra MAIN_MG hacia MG2_AC como se muestra en Figura 7-6. En total, la corriente de falla es de 820 A de los cuales 798 A pasan por el relé principal de la microrred 2, resultantes de los aportes desde la red externa (776 A) y la microrred 1 (22 A). Los 24 A restantes son el aporte del inversor de la microrred 2. Para despejar la falla operan en 250 ms el relé principal de la microrred 2 (cian) y en 1.7 s el del inversor de la microrred 2 (rosado). Como respaldo están, el del secundario del transformador (rojo), el principal de la microrred 1 (verde) y el inversor de la microrred 1 (azul).

Cuando ocurre una falla monofásica en el mismo punto, el comportamiento es el mismo que el de fase ya que el aporte desde la red externa es similar en ambos casos. Por esta razón la secuencia de operación de los relés es la misma que en la falla trifásica tal como se muestra en la Figura 7-7, pero los tiempos de despeje son de 250 ms para el relé de la microrred 2 en color cian, 650 ms para el relé del inversor de la microrred 2 en color rosado, traslapada con la curva azul del inversor de la microrred 1. Los respaldos del relé principal de la microrred 2 operan en 450 ms (rojo y verde).

Figura 7-6 Falla trifásica en MG2_AC – Escenario 1

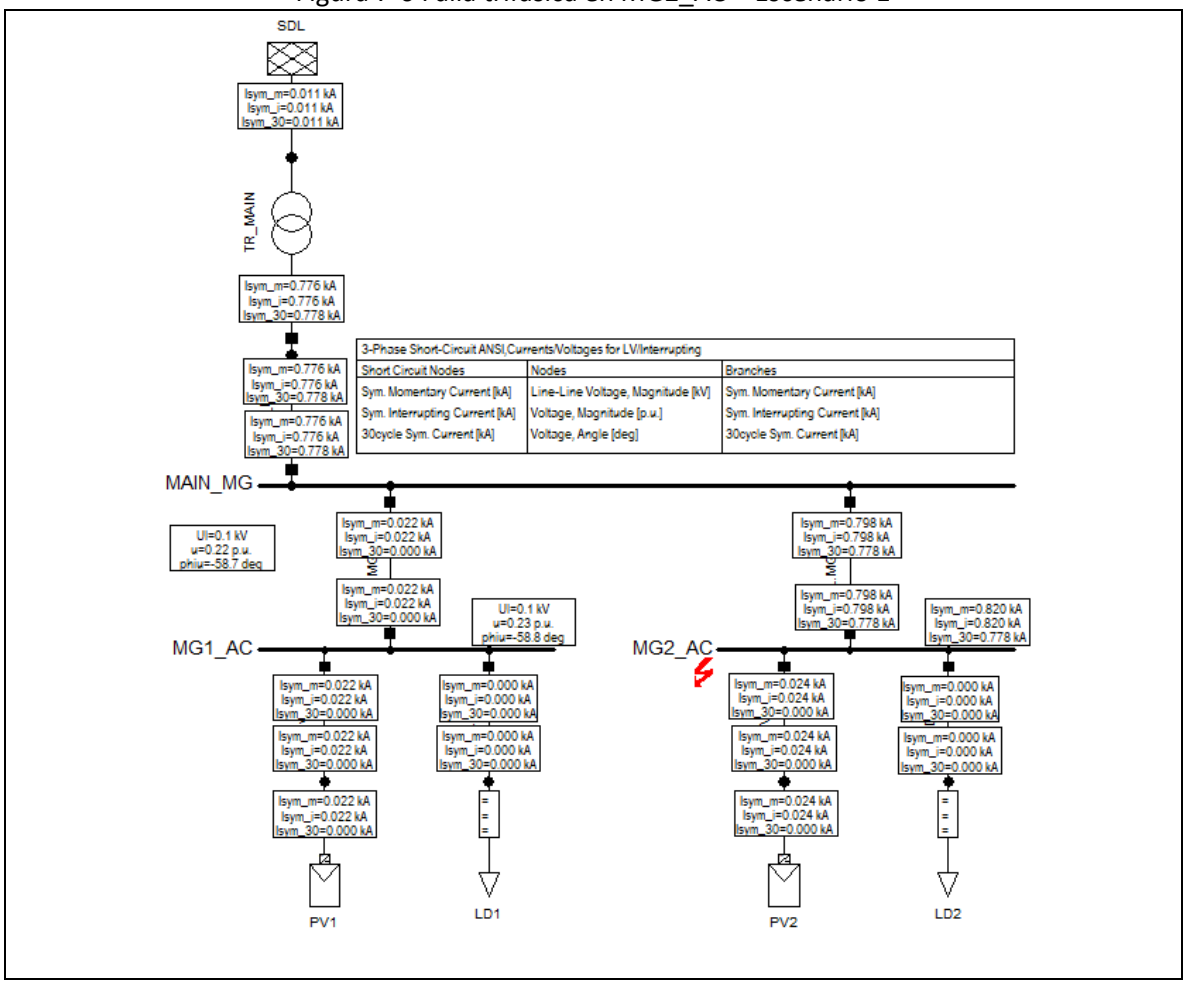


Figura 7-6 (Continuación)

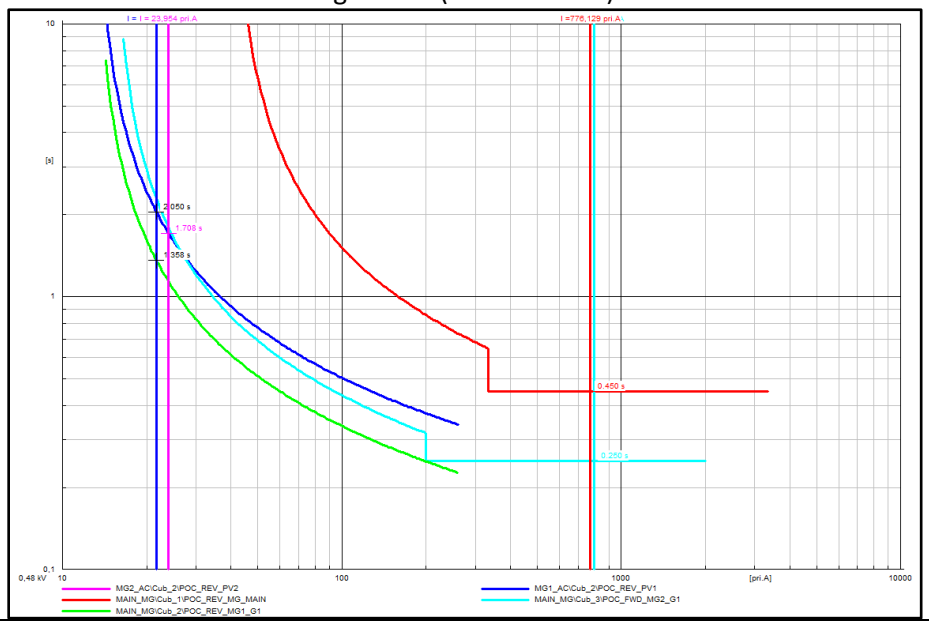



Figura 7-7 Falla monofásica en MG2_AC – Escenario 1

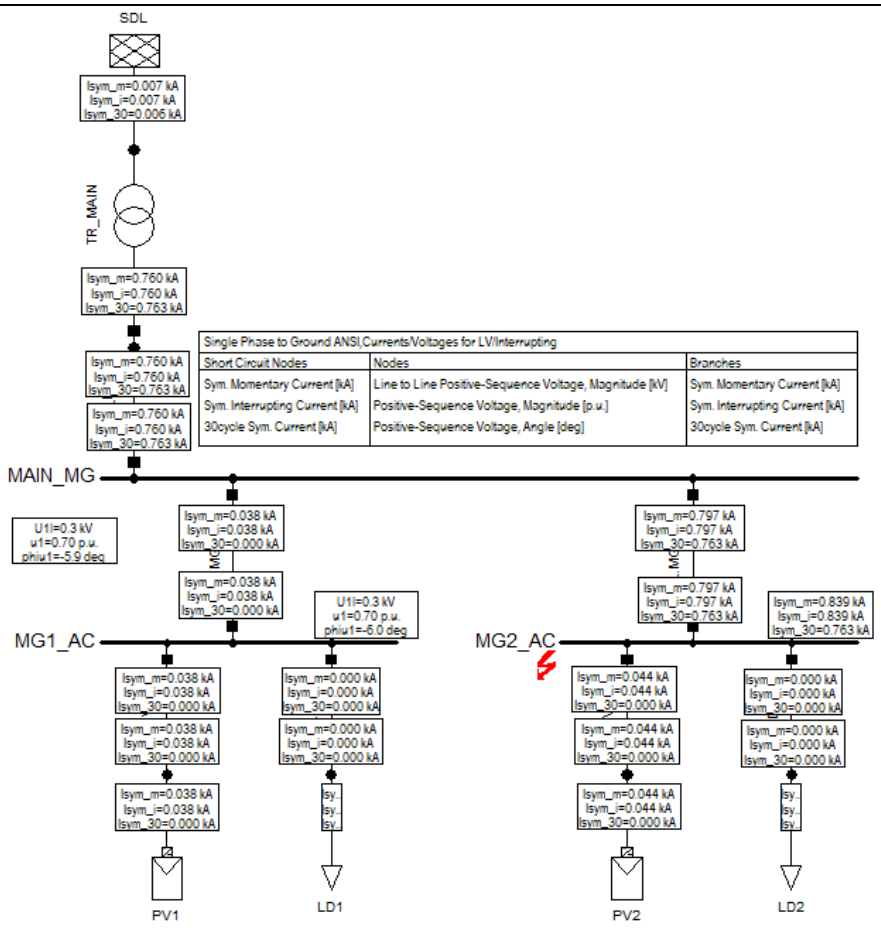
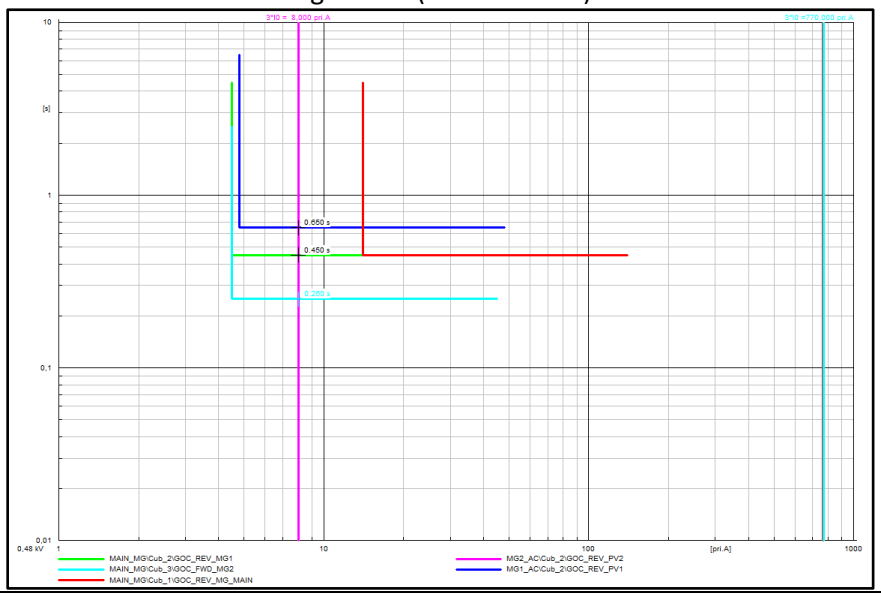


Figura 7-7 (Continuación)




Cuando se presenta una falla de fase en el inversor o su acometida, se obtiene el resultado de selectividad mostrado en la Figura 7-8. El relé que protege la acometida también cuenta con ajuste direccional y es por esta razón que cambia de ajuste a la característica de tiempo definido con un retardo de 50 ms (rosado). El respaldo sería el principal de la microrred 2 que opera en 250 ms (rojo). Finalmente, el relé del transformador temporiza por más tiempo para ser selectivos.

Ante una falla a tierra como la que se muestra en la Figura 7-9, el orden de operación de los equipos de protección es el mismo que para la falla de fase logrando selectividad entre todos los dispositivos del sistema.

Figura 7-8 Falla trifásica en Inversor de microrred 2 – Escenario 1

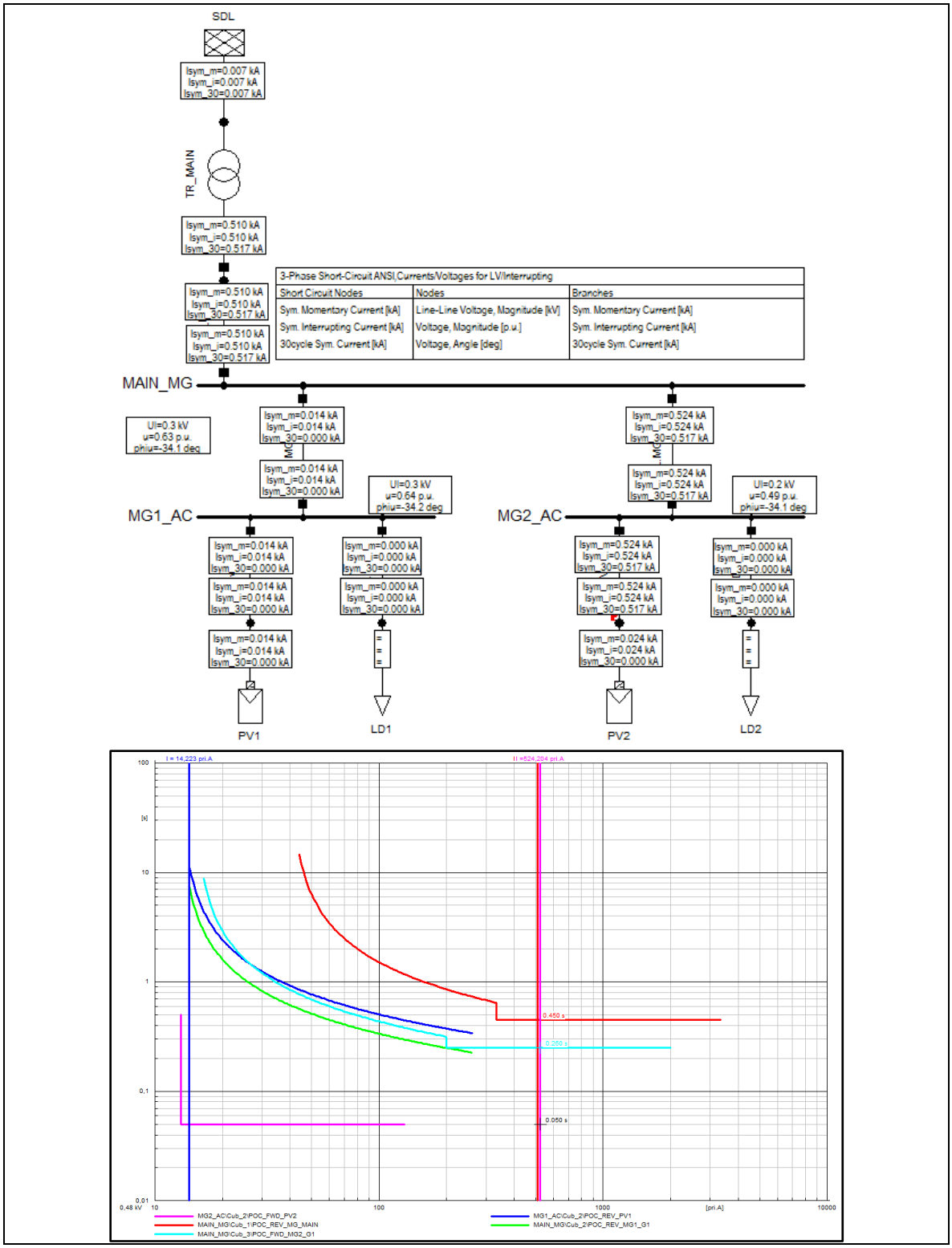
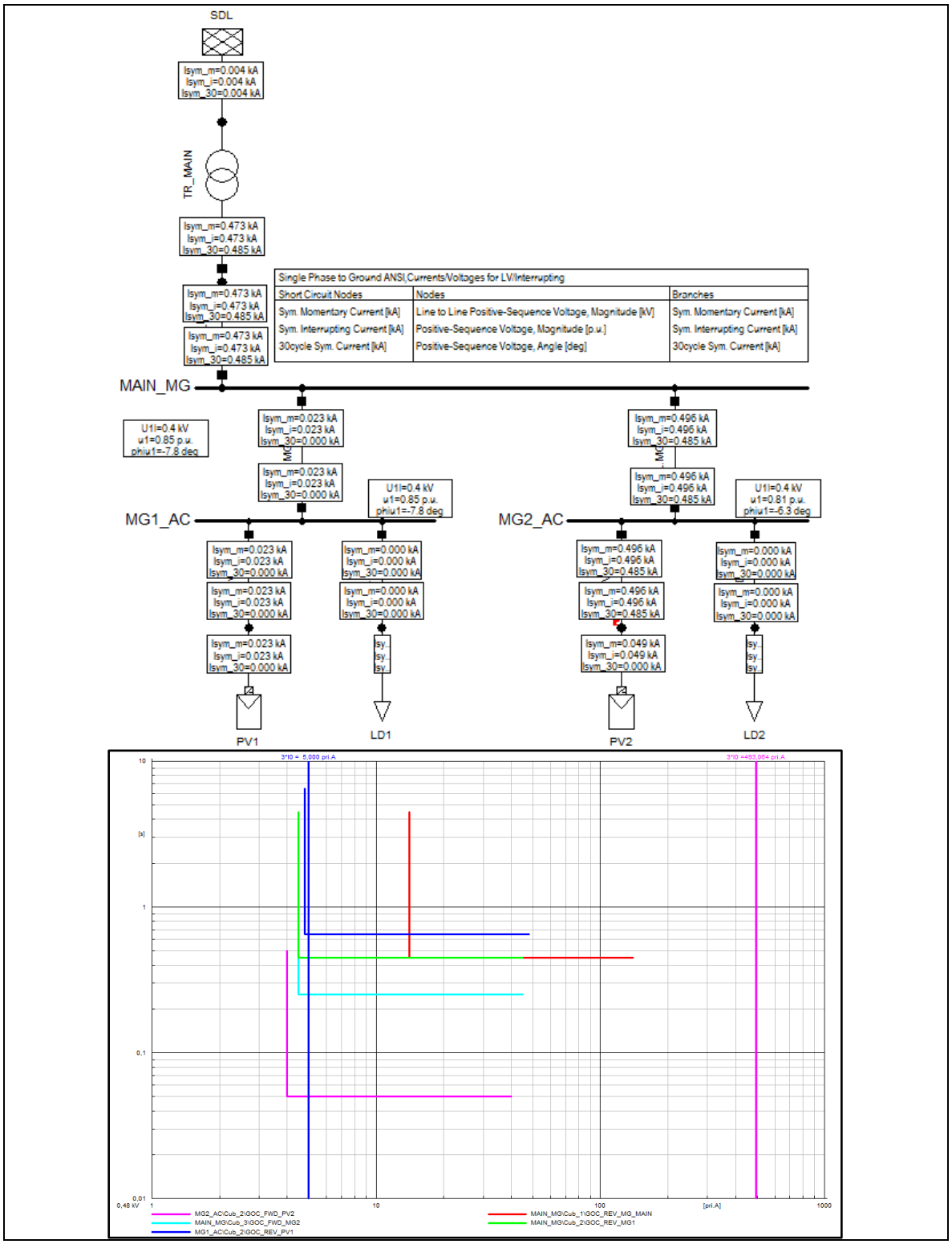


Figura 7-9 Falla monofásica en Inversor de microrred 2 – Escenario 1



Finalmente, se simula la falla en la acometida de las cargas AC de la microrred 2 obteniendo los resultados de la Figura 7-10 para la falla trifásica y la Figura 7-11 para la falla monofásica. El desempeño de las protecciones es similar al de la falla en el inversor, pero en esta ocasión el primer relé en operar es el que protege las cargas (naranja) en 50 ms para una corriente de 662 A. Los primeros respaldos son el del inversor de la microrred 2 (rosado) que opera en 2.6 s y el principal de la microrred 2 (cian) por el que pasa el mayor aporte corriente (644) con un tiempo de 250 ms.

En la falla monofásica, la protección de las cargas opera en 50 ms (naranja), el respaldo desde el inversor 2 opera en 650 ms (rosado) mientras que el principal de la microrred 2 opera en 250 ms (cian). Aguas arriba del principal de la microrred 2 operarían el del transformador (rojo) y el principal de la microrred 1 (verde) en 450 ms. El último respaldo es el inversor de la microrred 1 que opera en 650 ms (azul).

Figura 7-10 Falla trifásica en cargas de microrred 2 – Escenario 1

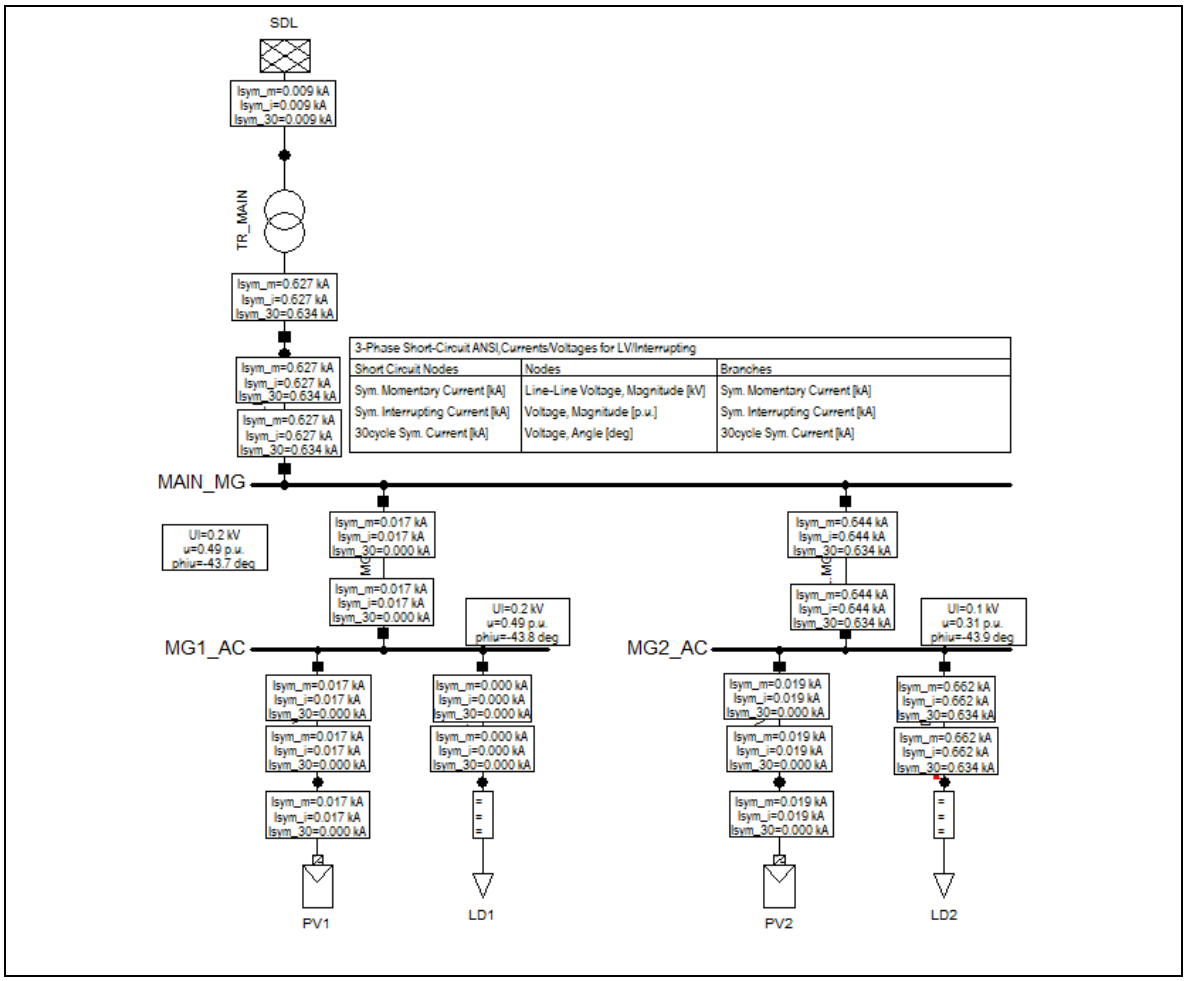


Figura 7-10 (Continuación)

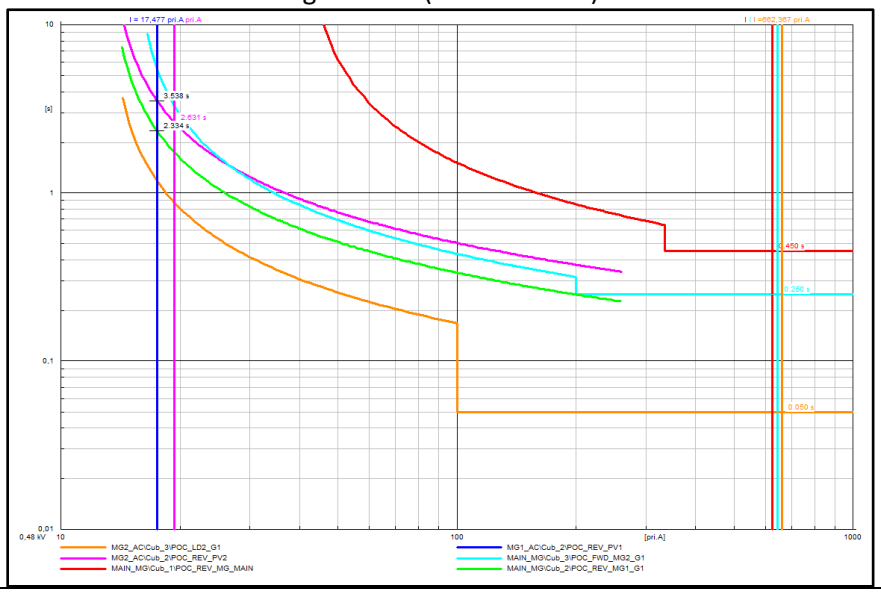



Figura 7-11 Falla monofásica en cargas de microrred 2 – Escenario 1

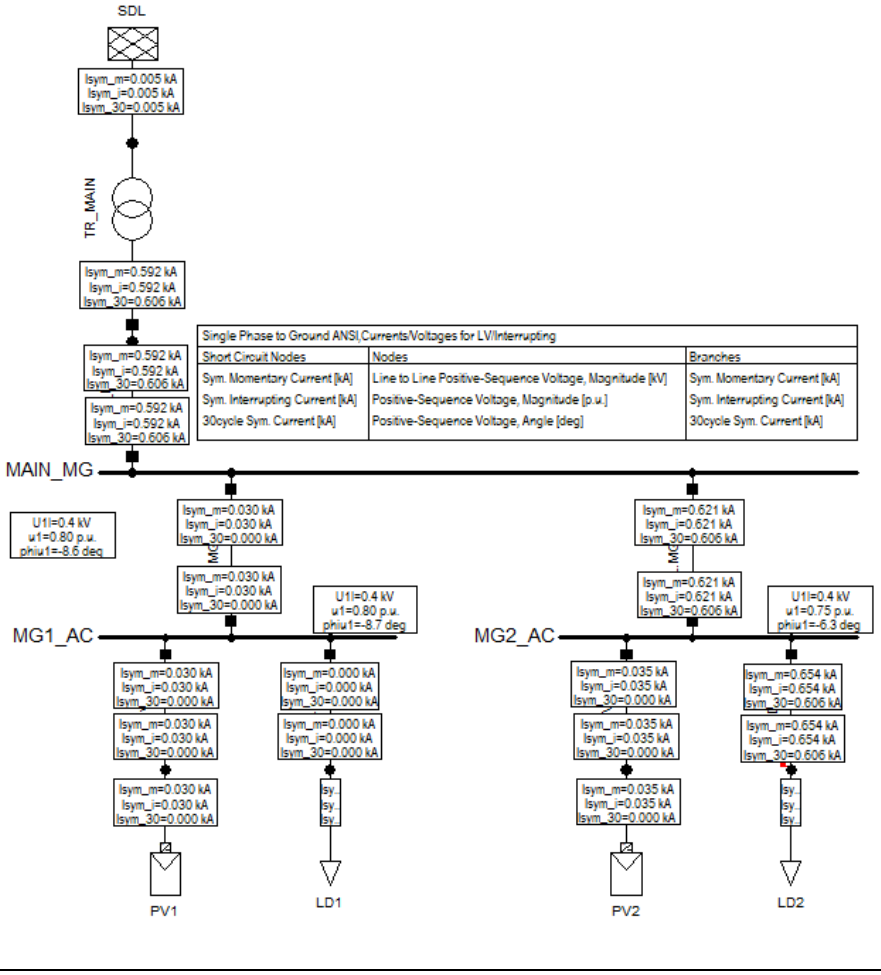
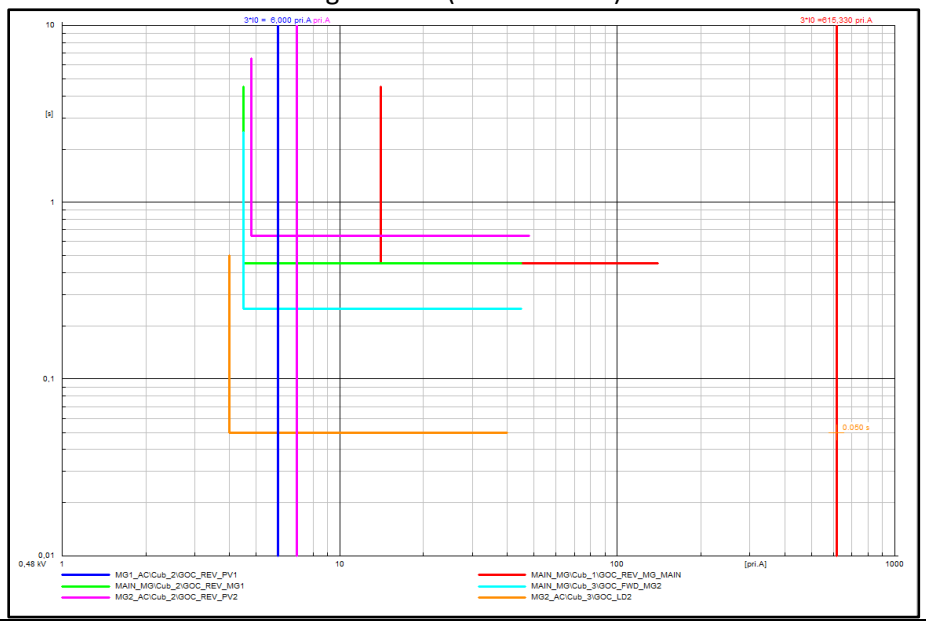


Figura 7-11 (Continuación)




## 7.2 Escenario 2

A lo largo de la sección 7.1 se verificó el adecuado funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente direccional bajo la condición de operación que presenta las corrientes de cortocircuito más altas. Por el hecho de tener las microrredes conectadas a la red externa los aportes de corriente a través del transformador, hacen que la magnitud de corriente alcance varios cientos de amperios. Además, se evidenció que los inversores no aportan un valor de corriente muy alto comparado con la red externa, por lo cual, dependiendo del punto de falla, las protecciones cuentan con ajustes direccionales que operan según la dirección de la corriente, buscando que se despeje de manera oportuna, sobre todo, aquellos por los cuales pasa la corriente que se aporta desde el transformador.

Por otra parte, en esta sección se analiza el escenario 2, el cual opera con las microrredes aisladas del sistema interconectado y tiene como finalidad verificar el desempeño de las protecciones cuando deben tener un proceso de adaptación debida a la desconexión de la red externa.

Para realizar el análisis se han seleccionado tres puntos de falla y se reitera que el análisis hecho para una microrred, tendrá un desempeño idéntico en la otra. Se presenta la falla en la barra principal del sistema (MAIN_MG) para validar el desempeño de las protecciones con la disminución en la magnitud de corriente de cortocircuito. Una segunda falla en la barra de la microrred 1 para evidenciar la adaptabilidad del interruptor principal de la microrred y finalmente, una falla en las cargas de la microrred 1 para observar la ruta de coordinación desde un punto final del circuito hasta las fuentes que aportan a la falla.

La Figura 7-12 representa el unifilar y las curvas de selectividad ante una falla en la barra MAIN_MG. La corriente de falla total es de 48 A ya que cada inversor aporta 24 A, cabe resaltar la diferencia respecto al escenario 1 es de más de 850 A.

En esta ocasión opera el grupo 2 de las protecciones principales de la microrred, teniendo en cuenta que, al tener la red externa desconectada, los relés adaptan sus ajustes para la condición de operación en el momento. El tiempo de operación es de 1.14 s para los relés principales de las microrredes como se observa en color cian de la curva de selectividad. La curva verde está traslapada con la cian, pero los tiempos de operación son simultáneos para esta falla. Como respaldo opera la protección de los inversores (azul y rosado), que también están traslapadas y solo se ve la rosada del inversor de la microrred 2 con un tiempo de operación de 1.71 s.

La falla a tierra en la barra MAIN_MG hace que las protecciones operen con la misma selectividad, primero los relés principales de cada microrred de forma simultánea en 450 ms y como respaldo las protecciones de los inversores en 650 ms como se muestra en la Figura 7-13.

Figura 7-12 Falla trifásica en MAIN_MG – Escenario 2

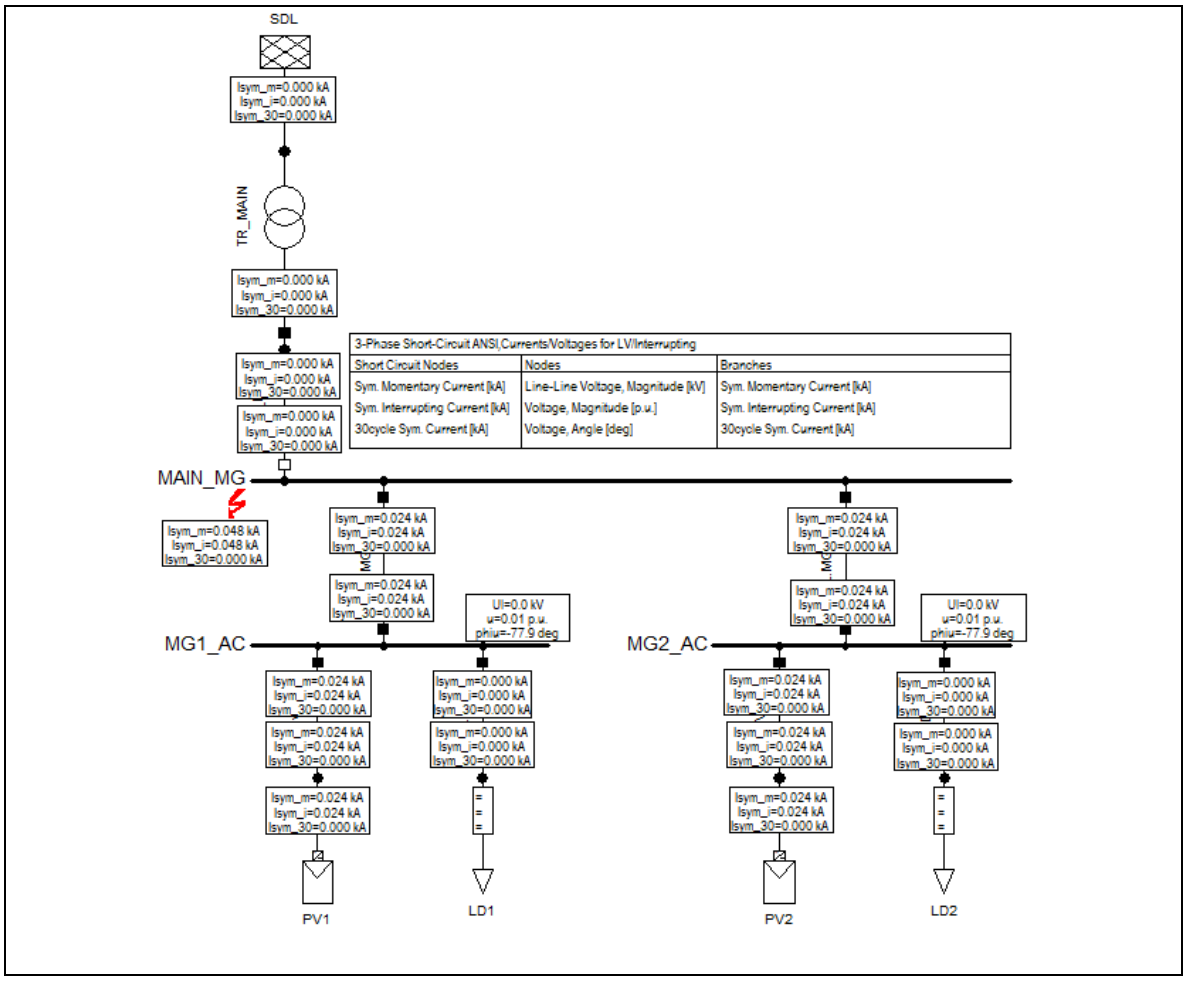


Figura 7-12 (Continuación)

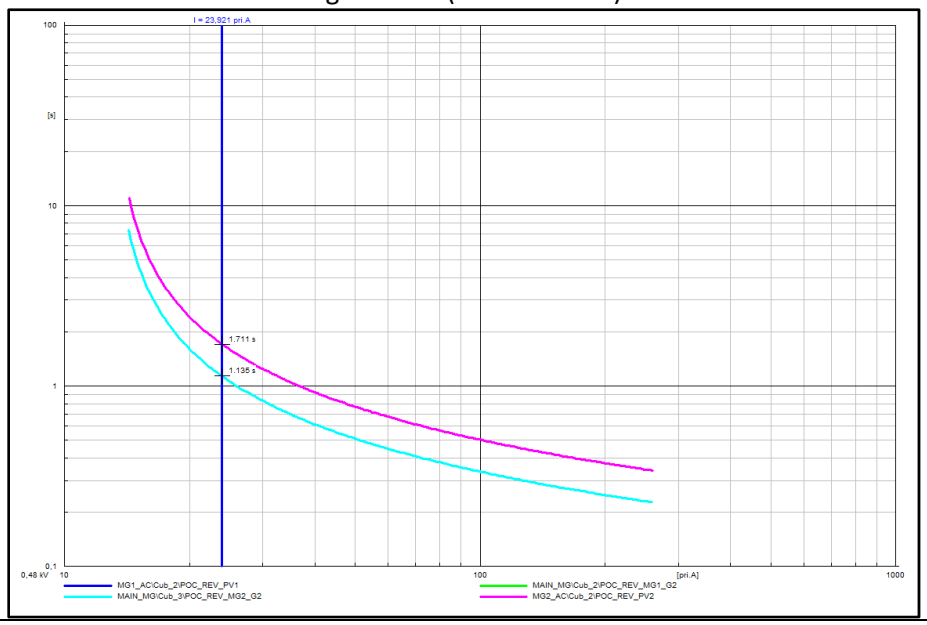
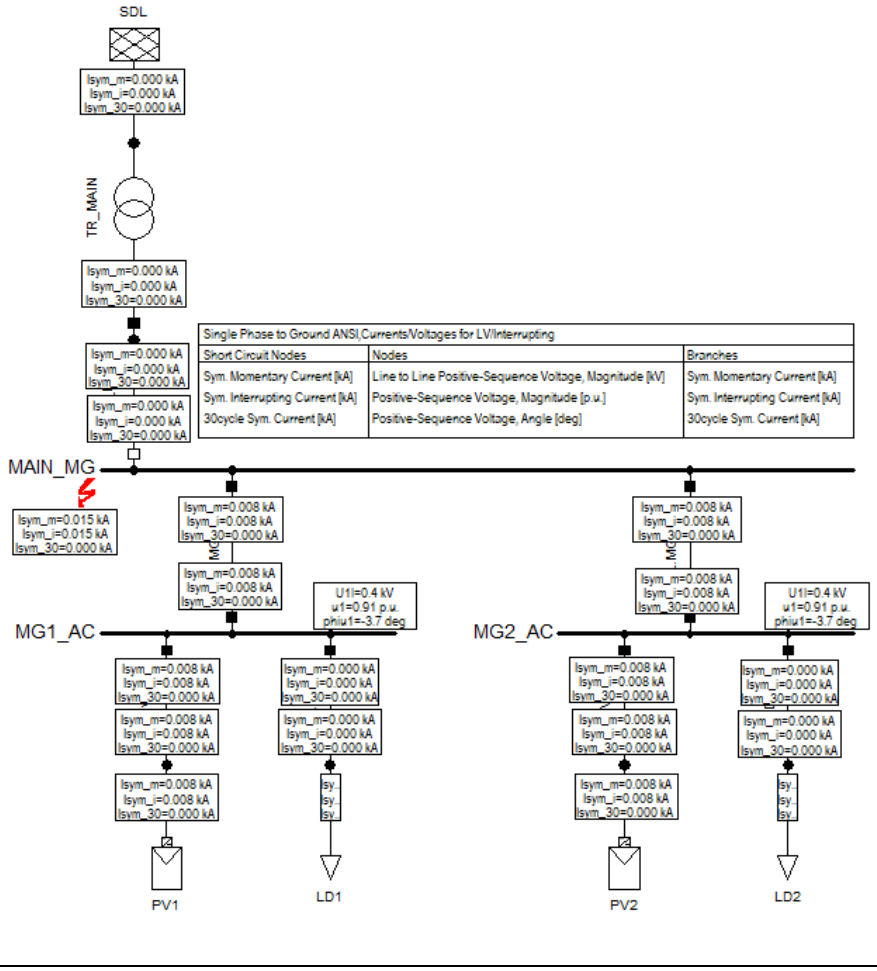
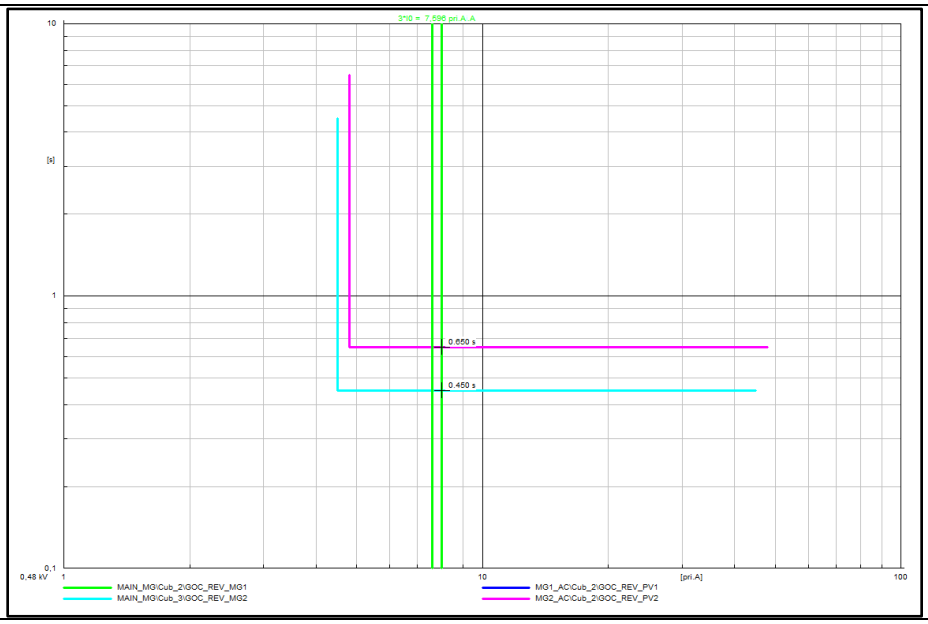


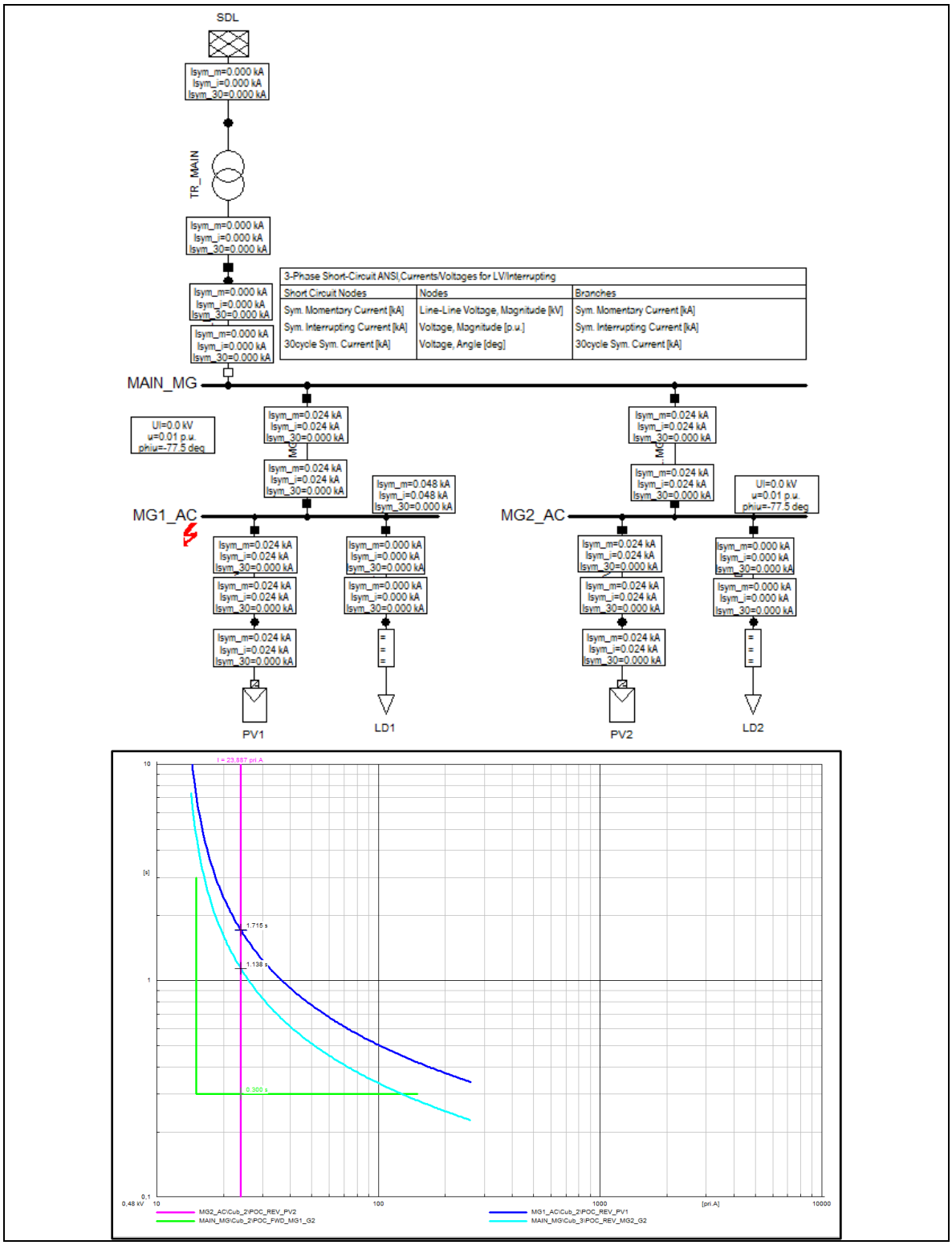

Figura 7-13 Falla monofásica en MAIN_MG – Escenario 2






Al simular una falla trifásica en la microrred 1 (MG1_AC) se obtienen los resultados que se presentan en la Figura 7-14 mientras que en la Figura 7-15 se presentan las curvas de selectividad ante una falla monofásica. Recordando que bajo este escenario las protecciones principales de las microrredes 1 y 2 deben cambiarse al grupo 2, el cual también cuenta con ajustes direccionales dependiendo del sentido de la corriente. A través de la protección principal de la microrred 1 la corriente sale del barraje a alimentar la falla mientras que en el de la microrred 2 la corriente entra al barraje, por esta razón los tiempos de operación ya no son simultáneos, sino que se puede apreciar la selectividad entre las curvas verde y cian del diagrama de selectividad en las dos figuras.

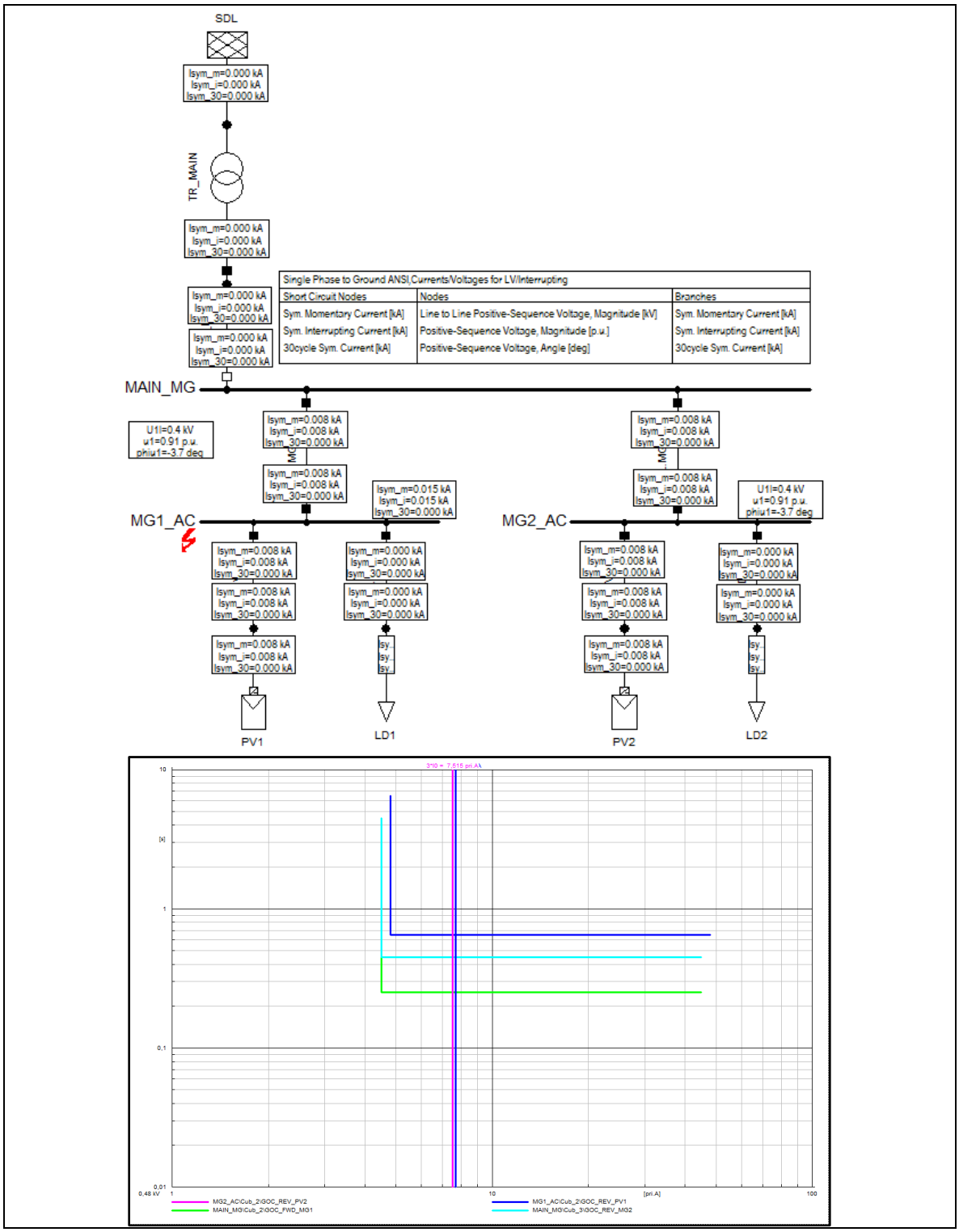
Figura 7-14 Falla trifásica en MG1_AC – Escenario 2




De igual manera, se mantiene el mismo orden de operación en la selectividad cuando la falla es a tierra en la barra de la microrred 1. Nuevamente, aunque los relés principales de cada microrred

están en grupo 2, se evidencia la diferencia en el ajuste del relé principal de la microrred 1 con el de la microrred 2 por el sentido de la corriente.

Figura 7-15 Falla monofásica en MG1_AC – Escenario 2



Por último, se analiza la falla en las cargas conectadas a la microrred 1 con la finalidad de evidenciar la selectividad entre todos los dispositivos. El ajuste del relé de la carga también cambia al grupo 2 bajo la condición operativa donde no se cuenta con la red externa y emplea funciones de tiempo definido. La Figura 7-16 muestra sobre el unifilar la disminución de corriente respecto al escenario 1 y la selectividad entre los dispositivos de protección del sistema eléctrico, operando primero el relé de la carga (naranja, 100 ms) y luego como respaldo la protección del inversor 1, luego el principal de la microrred 1 (verde, 300 ms), luego los respaldos del principal de la microrred 1 (cian y rosado, 1.14 y 1.71 s respectivamente). El inversor de la microrred 1 (azul) opera en 1.71 s como respaldo.

En la Figura 7-17 se observa que las protecciones operan de manera selectiva ante una falla a tierra, siguiendo el mismo orden que el de la falla de fase.

Figura 7-16 Falla trifásica en cargas de microrred 1– Escenario 2

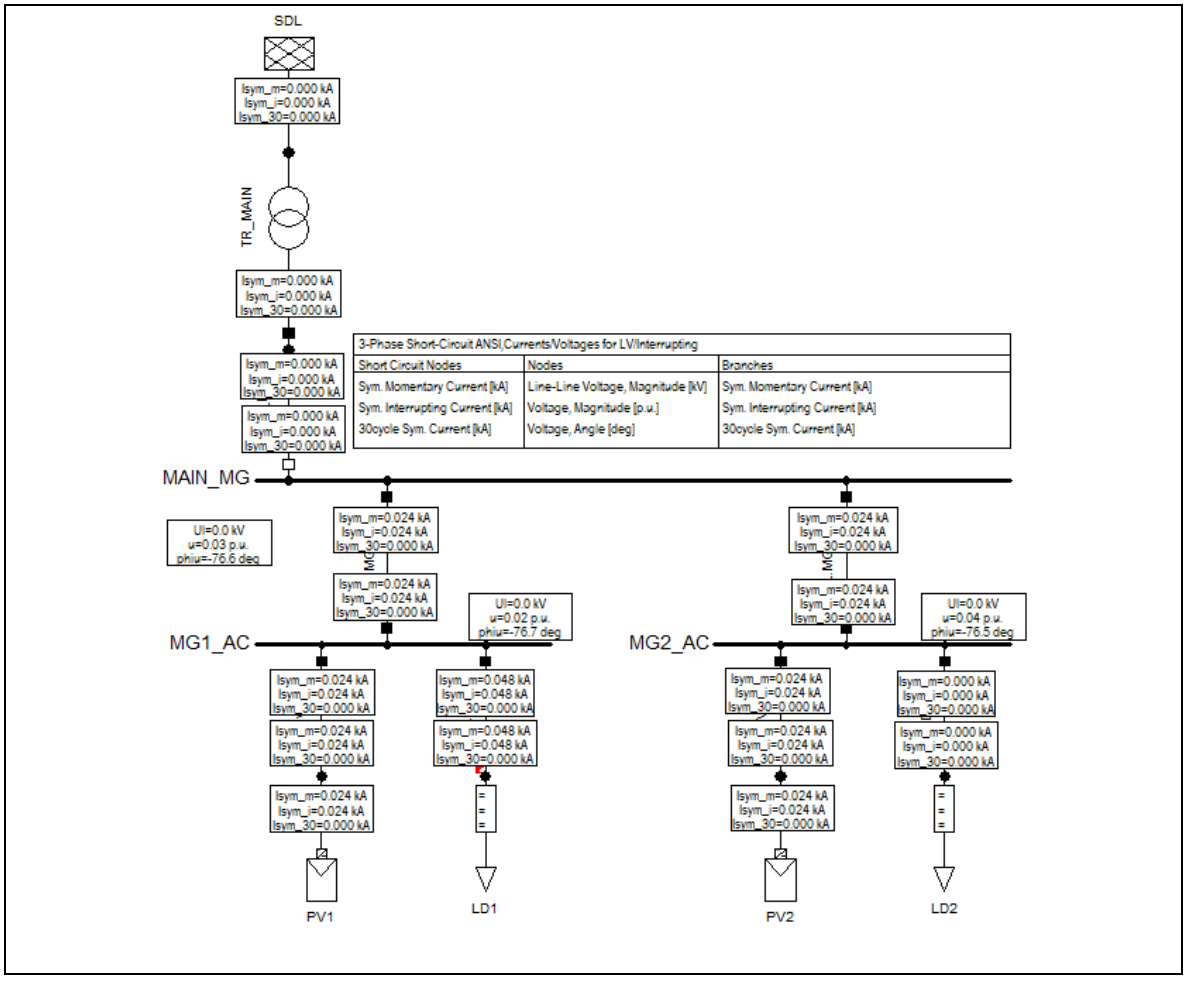


Figura 7-16 (Continuación)

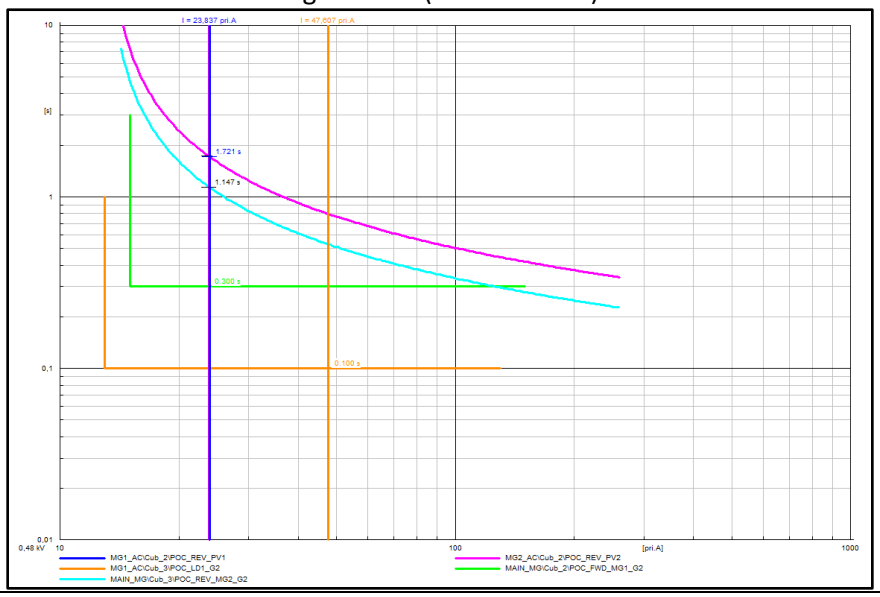



Figura 7-17 Falla monofásica en cargas de microrred 1 – Escenario 2

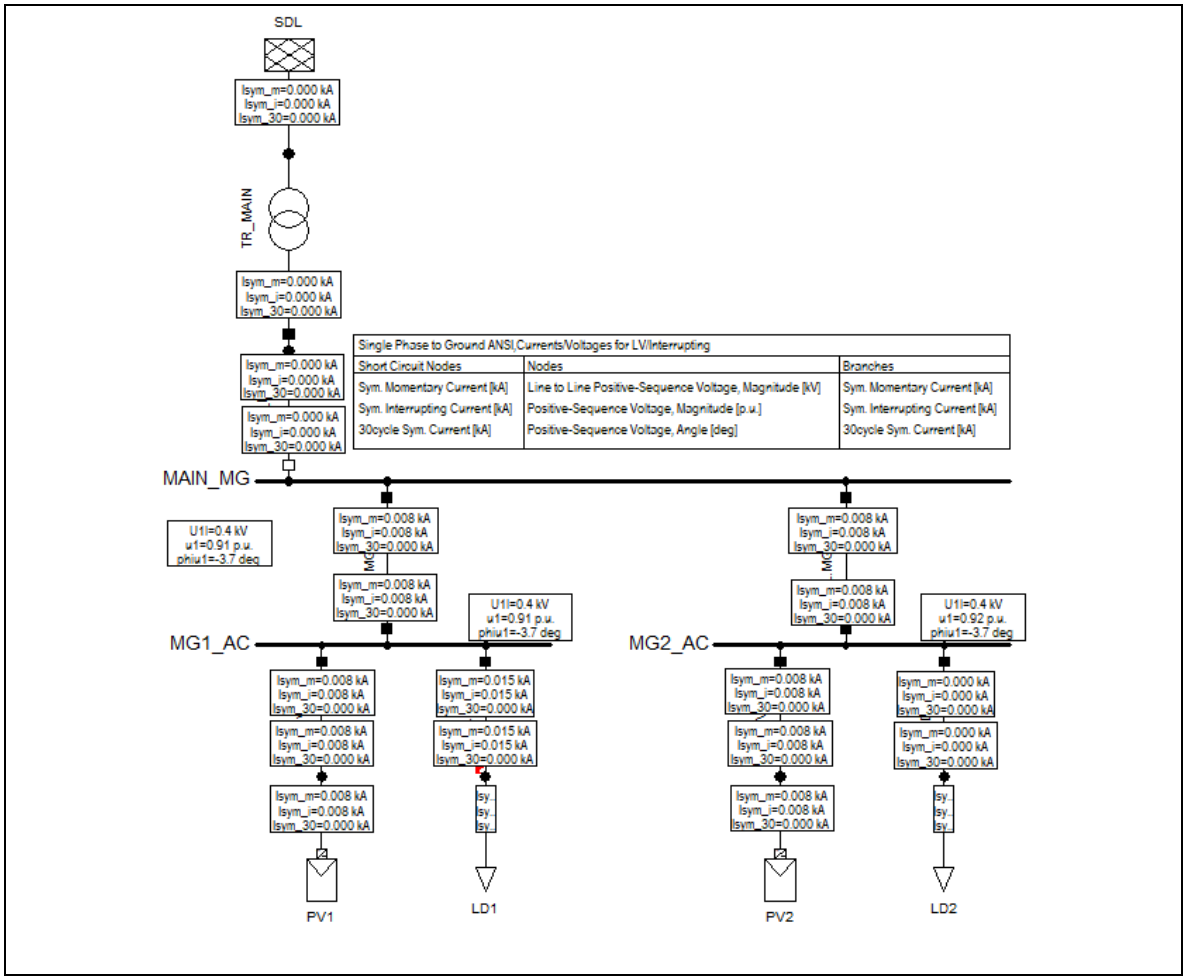
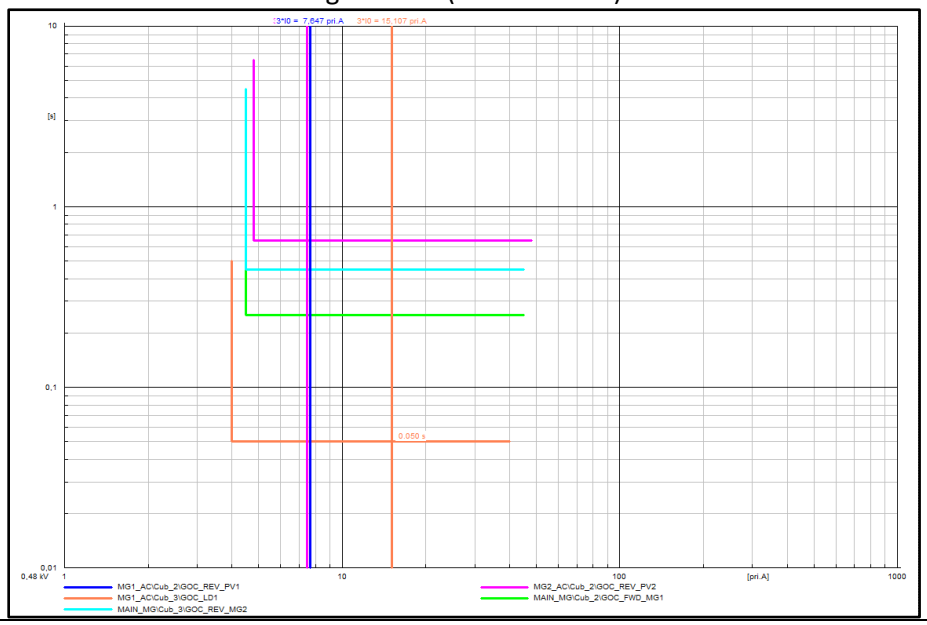


Figura 7-17 (Continuación)




## 7.3 Escenario 3

El escenario 3 consiste en operar las dos microrredes en isla, desconectadas entre ellas y del sistema interconectado; esto implica analizar únicamente un caso que resulta diferente a los ya analizados y que se presenta cuando hay una falla en las cargas de una de las microrredes, ya que no hay aporte desde las fuentes externas a la microrred.

En este caso, el ajuste del relé que protege la acometida de las cargas se encuentra en grupo 2 para reducir su umbral de arranque y emplear una característica de tiempo definido. La Figura 7-18 y la Figura 7-19 muestran los resultados obtenidos para falla trifásica y monofásica en las cargas de la microrred bajo el escenario 3 donde se logra selectividad entre los dos equipos de protección.

Figura 7-18 Falla trifásica en cargas de microrred 1 – Escenario 3

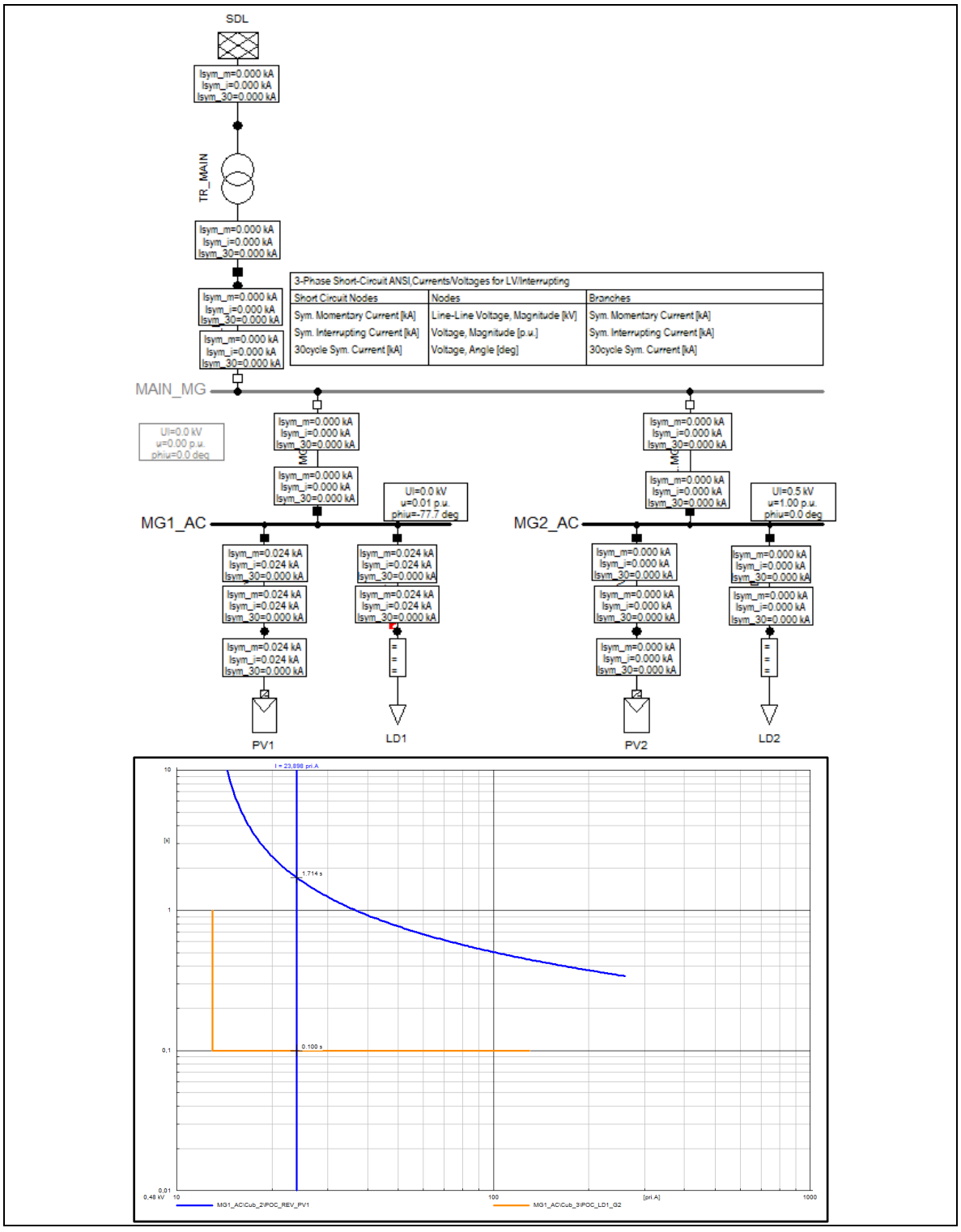
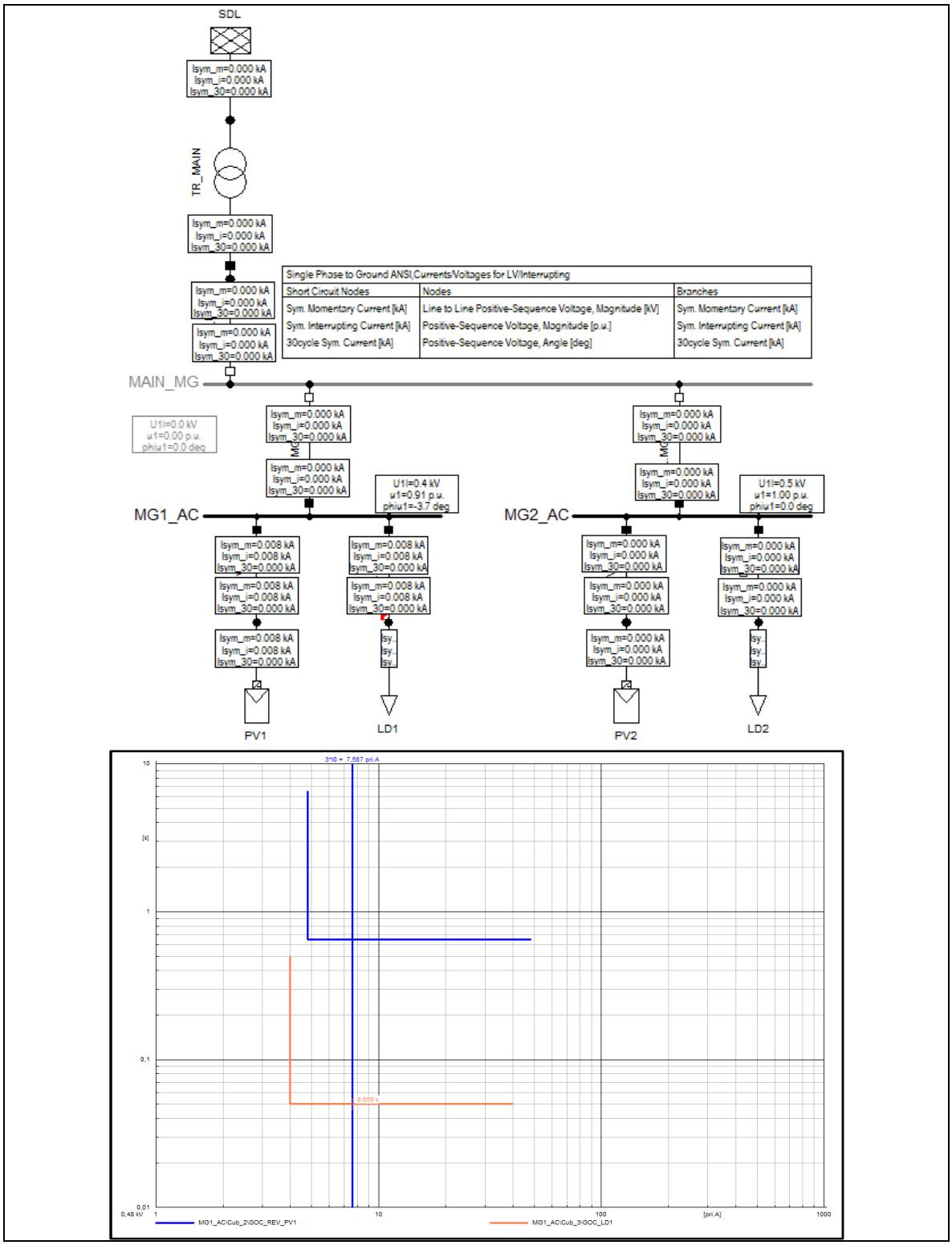


Figura 7-19 Falla monofásica en cargas de microrred 1 – Escenario 3



## 7.4 Escenario 4

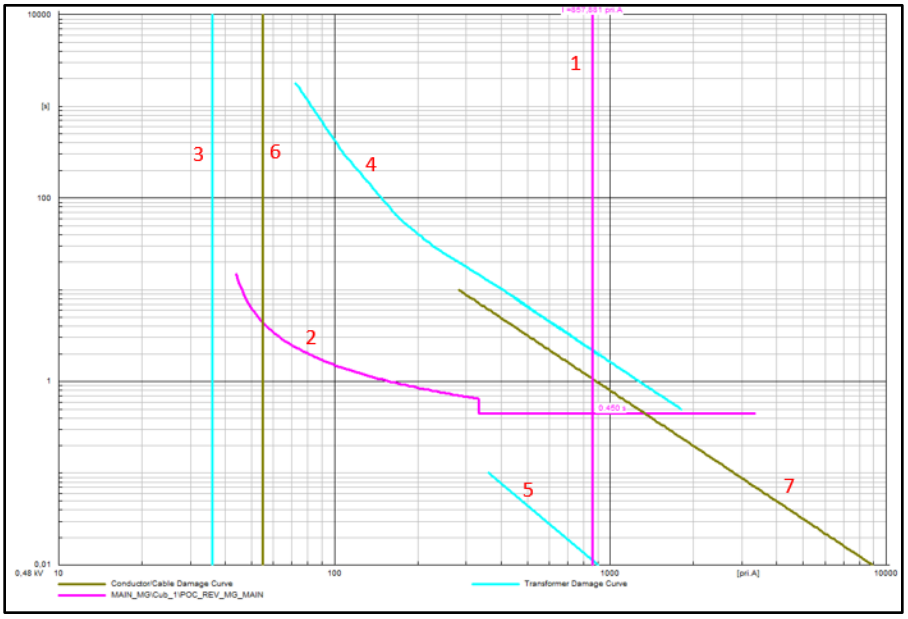
El escenario 4 es un caso especial de los escenarios 1, 2 y 3, por ende, se asegura la selectividad de las protecciones de sobrecorriente bajo este escenario, a partir de los resultados obtenidos a lo largo de las secciones anteriores.

## 7.5 Curva de daño de transformador y conductores

De acuerdo con la recomendación de la norma IEEE Std 3004.7 [27], referente a la protección de los conductores y la IEEE 242-2001 [17] para el transformador, las protecciones deben garantizar que, para la máxima corriente de falla presente en el sistema las curvas de protección de los dispositivos deben estar por debajo de la curva de daño asegurando la integridad de los activos. La Figura 7-20 muestra las curvas referidas al sistema de 480 V modeladas en DigSilent, como se listan a continuación:

1) Corriente de cortocircuito máxima en el sistema de baja tensión (escenario 1).
2) Curva de protección en el secundario del transformador. Este dispositivo es el más lento de todo el sistema analizado para cualquier falla, por ende, representa la peor condición de esfuerzo para los activos.
3) Corriente nominal del transformador de 30 kVA.
4) Curva de daño del transformador de 30 kVA, [17].
5) Corriente de magnetización (inrush) del transformador, [17].
6) Corriente nominal del conductor 8 AWG.
7) Curva de daño del conductor 8 AWG, [27].

Figura 7-20 Curvas del transformador y los conductores de la microrred



En la Figura 7-20 se observa que la protección del transformador (2), despeja la falla (1) en 450 ms y que, desde ese valor de corriente de falla, que representa la peor condición para el sistema hacia abajo, se garantiza la operación del equipo de protección por debajo de la curva de daño del transformador (4) y del conductor (7). Además, debido a la limitante que se tiene en los inversores para aportar cantidades de corriente significativas y con el fin de no tener que contar con alguna técnica adicional para magnetizar el transformador (por ejemplo, generadores síncronos o inversores sobredimensionados entre otros [10]), se recomienda dentro del diseño de control y operación energizar el transformador siempre desde la red externa y realizar el sincronismo en el interruptor de baja tensión.

## 7.6 Resumen de resultados

Con las pruebas realizadas a lo largo de este capítulo se evidenció el correcto desempeño de las protecciones del sistema eléctrico analizado. Se comprobó la necesidad de contar con protecciones direccionales en los dispositivos que, dependiendo de la ubicación de la falla, experimentan aportes de corriente desde las diferentes fuentes del sistema. También se observó cómo al realizar el cambio de grupo cuando se pierde la conexión con la red externa, las protecciones sobre las cuales se presentan cambios significativos en la magnitud de la corriente, adaptan sus funciones de protección para garantizar que las condiciones de cortocircuito sean detectadas de manera efectiva y sin comprometer la selectividad.

La Tabla 7-1 muestra un resumen de los resultados obtenidos para el análisis hecho sobre el escenario 1: en la columna “falla” se indica la ubicación, el tipo y la corriente total de cada caso analizado. En la columna “dispositivos” se muestra la corriente que pasa a través del equipo para cada falla y el tiempo de despeje que toma el relé de acuerdo con la característica de dirección requerida en el grupo 1. El dispositivo MAIN es el relé asociado con el interruptor principal del sistema que se conecta en el secundario del transformador, MG1 es el principal de la microrred 1, MG2 el principal de la microrred 2, PV1 es el relé del inversor de la microrred 1, PV2 el de la microrred 2 y LD2 el relé de las cargas conectadas a la microrred 1.

Tabla 7-1 Resumen de resultados de casos analizados - Escenario 1

| Falla | | | Dispositivos | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ubicación | Tipo | Corriente [A] | MAIN | | MG1 | | MG2 | | PV1 | | PV2 | | LD2 | |
| | | | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] |
| TR_MAIN | Trifásica | 943 | 48 | 801 | 24 | 1139 | 24 | 1139 | 24 | 1717 | 24 | 1717 | - | - |
| | Monofásica | 914 | 17 | 50 | 9 | 450 | 9 | 450 | 9 | 650 | 9 | 650 | - | - |
| MAIN_MG | Trifásica | 905 | 858 | 450 | 24 | 1139 | 24 | 1139 | 24 | 1717 | 24 | 1717 | - | - |
| | Monofásica | 872 | 855 | 450 | 8 | 450 | 8 | 450 | 8 | 650 | 8 | 650 | - | - |
| MG2_AC | Trifásica | 820 | 776 | 450 | 22 | 1358 | 798 | 250 | 22 | 2050 | 24 | 1717 | - | - |
| | Monofásica | 778 | 762 | 450 | 8 | 450 | 770 | 250 | 8 | 650 | 8 | 650 | - | - |
| PV2 | Trifásica | 548 | 510 | 450 | 14 | 10000 | 524 | 250 | 14 | 10000 | 524 | 50 | - | - |
| | Monofásica | 495 | 482 | 450 | 5 | 450 | 487 | 250 | 5 | 650 | 487 | 50 | - | - |
| LD2 | Trifásica | 662 | 627 | 450 | 17 | 2334 | 644 | 250 | 17 | 3538 | 19 | 2631 | 662 | 50 |
| | Monofásica | 615 | 603 | 450 | 6 | 450 | 609 | 250 | 6 | 650 | 7 | 650 | 615 | 50 |

Por ejemplo, cuando la falla es en la barra principal de la microrred (MAIN_MG), la protección principal de cada microrred únicamente aporta la corriente que viene desde los inversores que, como ya se ha mencionado, es mucho menor que la que aporta la red externa. Por esta razón, el tiempo de despeje es de 1139 ms o 1.14 s, ya que se trata como una sobrecarga por la magnitud del aporte a la falla a través de este equipo. La situación es muy diferente cuando la falla es en la barra de la microrred 2 (MG2_AC), pues en este caso la corriente que pasa por el relé principal de esta microrred contiene el aporte que da la red externa y se requiere un tiempo de despeje mucho más rápido por la magnitud de la corriente, 250 ms para esta falla.

En el escenario 2 se analizaron tres fallas con la intención de comprobar la selectividad de los dispositivos de protección una vez se hiciera el proceso de adaptación de las funciones de sobrecorriente, esto por el hecho de operar desconectado de la red externa. Los equipos siguen contando con ajustes direccionales dependiendo del sentido del aporte a la falla para tener una correcta operación. La Tabla 7-2 resume los resultados de los casos de estudio en el escenario 2 y el principal cambio respecto a la Tabla 7-1 es el valor de la corriente de falla total en cada punto.

Tabla 7-2 Resumen de resultados de casos analizados - Escenario 2

| Falla | | | Dispositivo | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ubicación | Tipo | Corriente [A] | MG1 | | MG2 | | PV1 | | PV2 | | LD1 | |
| | | | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] |
| MAIN_MG | Trifásica | 48 | 24 | 1135 | 24 | 1135 | 24 | 1711 | 24 | 1711 | - | - |
| | Monofásica | 15 | 8 | 450 | 8 | 450 | 8 | 650 | 8 | 650 | - | - |
| MG1_AC | Trifásica | 48 | 24 | 300 | 24 | 1138 | 24 | 1715 | 24 | 1715 | - | - |
| | Monofásica | 15 | 8 | 250 | 8 | 450 | 8 | 650 | 8 | 650 | - | - |
| LD1 | Trifásica | 48 | 24 | 300 | 24 | 1147 | 24 | 1721 | 24 | 1721 | 48 | 100 |
| | Monofásica | 15 | 8 | 250 | 8 | 450 | 8 | 650 | 8 | 650 | 15 | 50 |

En el escenario 3 se analizó la selectividad entre el relé de la carga y el relé del inversor operando la microrred en isla. La Tabla 7-3 muestra los resultados obtenidos y se confirma la selectividad.

Tabla 7-3 Resumen de resultados de casos analizados - Escenario 3

| Falla | | | Dispositivo | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ubicación | Tipo | Corriente [A] | MG1 | | MG2 | | PV1 | | PV2 | | LD1 | |
| | | | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] | I [A] | t [ms] |
| LD1 | Trifásica | 24 | - | - | - | - | 24 | 1714 | - | - | 24 | 100 |
| | Monofásica | 8 | - | - | - | - | 8 | 650 | - | - | 8 | 50 |

# 8 Lógica de las protecciones

En este capítulo se describe la lógica de disparo que deben emplear las funciones de protección involucradas en el sistema.

## 8.1 Mapa de disparo de funciones de protección

De acuerdo con [2], las funciones de protección requeridas por el acuerdo deben implementarse en las unidades de generación, en este caso los inversores; sin embargo, para no desconectar la carga de las microrredes se debe emplear un disparo transferido desde los inversores o el relé de protección asociado al inversor hasta el interruptor instalado en el secundario del transformador. El disparo transferido se puede aplicar a través de comunicaciones haciendo uso del protocolo IEC 61850 como indica [5, 13].

Es importante tener en cuenta que no se está incumpliendo con los requerimientos del acuerdo 1322 de 2020 [2], ya que se garantiza la implementación de las funciones de protección, incluida la detección de operación en isla en la fuente de generación, pero se desconecta el sistema aguas arriba para mantener la continuidad del servicio al interior de las microrredes.

La Tabla 8-1 muestra cómo se deben direccionar las señales de disparo de las funciones de protección de los elementos de las dos microrredes y el interruptor de enlace con la red externa.

Las funciones de subtensión y sobretensión cuentan con dos etapas de disparo direccionado al interruptor de red y otra etapa direccionada a los inversores. Las funciones de frecuencia por su parte, cuentan con una etapa de disparo al interruptor de red y dos etapas de disparo al inversor. En ambos casos, el fin de asegurar desconexión si las condiciones de anormalidad operativa persisten después de abrir el interruptor de red. El ajuste y tiempo empleado para estas funciones da tiempo al MMC de realizar la desconexión de cargas no esenciales. El elemento de subtensión 27-3 se direcciona al MMC como una señal de control para realizar desconexión de carga no esencial [25]. Si la frecuencia del sistema cae por eventos de desconexión de las fuentes de la red externa, la función de protección anti-isla debe operar.

Tabla 8-1 Direccionamiento de disparo para funciones de protección

| Función | Código ANSI | Disparo en interruptor | |
|---|---|---|---|
| | | Propio | Interconexión |
| Sobrecorriente de fases | 50/51/67 | X | - |
| Sobrecorriente de tierra | 50N/51N/67N | X | - |
| Subtensión | 27-1 | - | X |
| | 27-2 | - | X |
| | 27-3 | - | - |
| | 27-4 | X | - |
| Sobretensión | 59-1 | - | X |
| | 59-2 | - | X |
| | 59-3 | X | - |
| Frecuencia | 81U-1 | - | X |
| | 81O-1 | - | X |
| | 81U-2 | X | - |
| | 81O-2 | X | - |
| | 81U-3 | X | - |
| | 81O-3 | X | - |
| Anti-isla | 81R | - | X |
| | 78VS | - | X |

## 8.2 Lógica del cambio de grupo en protecciones

Para que el MMC pueda determinar cuándo debe enviar la señal que ocasione el cambio de grupo en las protecciones que así lo requieren se define la lógica en la Tabla 8-2.

Tabla 8-2 Tabla de referencia para selección de grupo de ajustes

| Equipo | Equipo de decisión | Posición | Escenario | Grupo de ajuste |
|---|---|---|---|---|
| Interruptor de salida a microrred 1 | Interruptor de red | Cerrado | 1 o 4 | 1 |
| | Interruptor de red | Abierto | 2 o 3 | 2 |
| Interruptor de salida a microrred 2 | Interruptor de red | Cerrado | 1 o 4 | 1 |
| | Interruptor de red | Abierto | 2 o 3 | 2 |
| Interruptor de salida a cargas microrred 1 | Interruptor de red | Cerrado | 1 | 1 |
| | Interruptor de salida a microrred 1 | Cerrado | | |
| | Interruptor de red | Cerrado | 4 | 2 |
| | Interruptor de salida a microrred 1 | Abierto | | |
| | Interruptor de red | Abierto | 2 | 2 |
| | Interruptor de salida a microrred 1 | Cerrado | | |
| | Interruptor de red | Abierto | 3 | 2 |
| | Interruptor de salida a microrred 1 | Abierto | | |

Tabla 8-2 (Continuación)

| Equipo | Equipo de decisión | Posición | Escenario | Grupo de ajuste |
|---|---|---|---|---|
| Interruptor de salida a cargas microrred 2 | Interruptor de red | Cerrado | 1 | 1 |
| | Interruptor de salida a microrred 2 | Cerrado | | |
| | Interruptor de red | Cerrado | 4 | 2 |
| | Interruptor de salida a microrred 2 | Abierto | | |
| | Interruptor de red | Abierto | 2 | 2 |
| | Interruptor de salida a microrred 2 | Cerrado | | |
| | Interruptor de red | Abierto | 3 | 2 |
| | Interruptor de salida a microrred 2 | Abierto | | |

Básicamente se tiene una dependencia de los interruptores que alimentan las microrredes con el interruptor de enlace a la red externa. Además, existe dependencia del interruptor de enlace con la red externa y del interruptor que alimenta la microrred (función AND) para determinar el grupo de ajustes de las protecciones del relé que alimenta las cargas conectadas a cada microrred.

# 9 Especificación de equipos de protección

Una vez analizado el sistema y desarrollado el estudio de coordinación de protecciones del sistema compuesto por dos microrredes se obtienen los siguientes requerimientos sobre los dispositivos de protección empleados en las microrredes y el punto de interconexión con la red externa.

## 9.1 Requisitos generales

Los relés de protección deben contar como mínimo con las siguientes características:

a) Incluir el protocolo de comunicaciones IEC 61850.
b) Contar con al menos dos elementos de protección de sobrecarga (51, 51N y 67) y dos elementos de sobrecorriente (50, 50N y 67) que deben ser configurables de manera simultánea incluso en diferente dirección del flujo de corriente (adelante, atrás).
c) Tener disponible por lo menos dos grupos de protección para las funciones de sobrecorriente.
d) Posibilidad de cambiar el grupo de ajustes de sobrecorriente a partir de una señal de comunicaciones o desde una entrada binaria.
e) Capacidad de recibir y transmitir la posición del interruptor asociado a través de salidas binarias y comunicaciones.
f) Tener disponible la función de chequeo de sincronismo.

## 9.2 Requisitos específicos – Relé de inversores

El relé de la acometida de los inversores en cada microrred debe contar con las funciones de protección que se propusieron para los inversores en el numeral 6.9. En el caso que los inversores no dispongan de dichas funciones, estas se deben implementar en los relés asociados. Entonces, las características de estos relés son además de las anteriores:

a) Contar con la función de protección de tasa de cambio de frecuencia (81R o ROCOF).
b) Tener la función de protección Vector shift (78VS).
c) Tener cuatro elementos de protección para la función de subtensión (27).
d) Tener tres elementos de protección para la función de sobretensión (59).
e) Disponer de tres elementos para cada función de protección de frecuencia (81U/O).

## 9.3 Equipos comercialmente disponibles

En esta sección se emite una lista de algunos equipos disponibles en el mercado, los cuales cumplen con los requerimientos mencionados en los numerales anteriores. Es importante aclarar que los equipos de la lista hacen parte de una muestra del mercado y no una investigación exhaustiva.

Para los relés asociados a los inversores se tienen los siguientes equipos disponibles en el mercado:

- SEL-351.
- SEL-751.
- GE Multilin 850.
- GE Multilin 750/760.
- ABB REF 615.
- ABB REF 620.
- Micom P341.

Para el relé de los inversores:

- SEL-751.
- ABB REF 615.
- Micom P341.

# 10 Conclusiones

A lo largo de este documento se establecieron las necesidades de protección que requiere una microrred y los criterios de ajuste para las diferentes funciones empleadas. Con base en el análisis desarrollado se definieron los ajustes adaptativos para un sistema eléctrico compuesto por dos microrredes interconectadas con una red débil, la cual, por el hecho de ser débil se espera tenga interrupciones recurrentes con niveles de cortocircuitos de baja magnitud. Este hecho conlleva a que la selectividad al interior de las microrredes y la desconexión de manera oportuna cuando se presenten fallas externas, sean una prioridad dentro del esquema de operación para asegurar la continuidad del servicio en las cargas y la integridad de los equipos. Los resultados y conclusiones derivados de este trabajo de grado se enumeran a continuación:

1. Se verificó, a partir de simulaciones, el valor de la corriente de cortocircuito en los diferentes puntos del sistema eléctrico estudiado y el cambio significativo que se presenta en la magnitud de corriente al desconectar la red externa, incluso cuando dicha red sea considerada débil.

2. El cambio en las magnitudes de cortocircuito que experimenta el sistema eléctrico estudiado hace necesario incluir el concepto de adaptabilidad de protecciones, el cual debe ser gobernado desde el controlador de la microrred que recibe las señales de todos los equipos de interrupción y corte para decidir, a partir de lógicas de control programadas, qué grupo de ajustes se debe asignar a cada uno de los elementos de la microrred que requieran de dicho cambio para asegurar la selectividad ante eventos de fallas al interior o fallas externas.

3. La variedad de posibilidades operativas que se pueden presentar en la red estudiada y la presencia de generadores distribuidos en diferentes nodos de las microrredes, además de la interoperabilidad con un sistema eléctrico débil, implica el requerimiento de protecciones direccionales para garantizar que al momento de una falla sobre la red se despeje la zona afectada, mitigando el impacto sobre el resto de las cargas atendidas.

4. A lo largo de este documento, y específicamente en el capítulo 7, se verificó que, al emplear protecciones adaptativas condicionadas a la posición del interruptor conectado al sistema eléctrico débil acompañadas de funciones de protección de sobrecorriente en las dos direcciones, se logra un sistema de protecciones completamente selectivo ante cualquier evento de falla que se presente en algún punto de las dos microrredes o la red externa.

5. Debido a que las microrredes están conectadas a un sistema eléctrico débil, el cual se espera tenga interrupciones recurrentes y de larga duración por tener confiabilidad baja, es

necesario implementar una función anti-isla que opere de forma oportuna. En este documento se empleó la función de protección *vector Shift* (78VS) como la función principal para detectar condiciones de operación en isla con las cargas del sistema eléctrico débil, a pesar de lo sugerido en el acuerdo 1322 de 2020 [2]. La función *vector shift* opera de manera rápida, pero se debe tener en cuenta que el controlador de la microrred (MMC) está en la capacidad de desconectar las cargas de manera controlada, comenzando con las cargas no esenciales y siguiendo la capacidad de energía disponible en las fuentes de generación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento.

La función ROCOF se ajusta de acuerdo con lo reportado por el CND en [2] como respaldo de la función Vector Shift. De esta forma se cuenta con dos funciones de protección para la detección de operación en isla de las microrredes con el sistema eléctrico débil.

6. Para mejorar la calidad en el suministro de energía de las cargas conectadas a las microrredes, las funciones de protección de tensión requeridas en [2] se direccionan al interruptor de enlace con el sistema eléctrico débil, ubicado en el secundario del transformador. El objetivo es desacoplar las microrredes cuando se presenten condiciones operativas anormales.

   También resultó necesario definir ajustes de protección de tensión que temporizan por más tiempo que el requerido en [2], con disparo direccionado a los inversores. En este caso se busca darle tiempo al MMC de desconectar carga o fuentes [5], pero a su vez proteger los activos de la microrred si las condiciones de operación anormal persisten luego de desconectarse del sistema eléctrico débil.

7. El concepto aplicado para las funciones de protección de tensión requiere ser aplicado de la misma forma en las protecciones de frecuencia, las cuales se direccionan en primera instancia al interruptor de enlace con la red débil y en segunda instancia a los inversores. De esta forma se asegura que, cuando se tengan fluctuaciones de frecuencia (valores entre 59.8 y 60.2 Hz para sistemas interconectados [28]), el MMC gestione los recursos disponibles en las fuentes de energía y la prioridad de las cargas, antes de tener una suspensión del suministro eléctrico.

8. En el capítulo 9 se definieron las características mínimas con las que deben contar los equipos de protección involucrados en las microrredes estudiadas. También se elaboró un listado de marcas y referencias de fácil acceso en el mercado comercial que cumplen con las características mencionadas. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los equipos mencionados en el numeral 9.3 hacen parte de una muestra de mercado y no hacen parte de una investigación exhaustiva para la selección de los equipos. Además, las características de los equipos hacen referencia únicamente a los requisitos derivados del estudio de protecciones y deben ser complementados con los requerimientos del diseño del sistema de control de las microrredes.

# 11 Trabajo futuro

El análisis de este trabajo de grado se ha enfocado en el diseño del sistema de protecciones de dos microrredes con características particulares y bajo la consideración de estar conectadas a una red débil. Sin embargo, este trabajo abre las puertas a futuros desarrollos en los que se puede ahondar sobre condiciones puntuales.

Por ejemplo, la optimización del desempeño de las protecciones a partir de pruebas reales empleando tecnologías avanzadas como *Hardware in the loop* (HIL) o la posibilidad de realizar un análisis del impacto que causaría sobre las protecciones la inclusión de diferentes tipos de recursos distribuidos tales como microturbinas, sistemas de baterías y/o turbinas eólicas conectadas en diferentes puntos del sistema.

Se considera también posible llevar a cabo un análisis de estabilidad transitoria considerando los modelos dinámicos de los controladores e inversores del sistema. Este último estudio se puede enfocar a la velocidad de operación y respuesta de las protecciones y controladores con el fin de optimizar los deslastres de carga o de retrasar la decisión de desconectarse de la red externa, cuando se presenten eventos de falla teniendo en cuenta diferentes escenarios de disponibilidad en las fuentes para minimizar los impactos en el suministro de las cargas al interior de las microrredes.

# 12 Bibliografía


[1] Dimitris Lagos et al. Microgrids Protection Against Internal Faults. IEEE Power and Energy Magazine, May/Jun 2021, Volume 19 pages 20-35.

[2] Acuerdo CNO 1322 de 2020. Consejo Nacional de Operación - Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN.

[3] Z C Li, J H He and Tony Yip. A Protection Method for Microgrids based on sharing information. School of Electrical Engineering, Beijing Jiaontong University, China. 2014.

[4] Real-Time Implementation of PMU based Islanding Detection Schemes for Microgrids. Gurusinghe, Dinesh & Ouellette, Dean. 2017.

[5] Using Protective Relays for Microgrid Controls. Edwards, Manson, SEL. 2018.

[6] Aushiq Ali Memom & Kimmo Kauhaniemi - A Critical review of AC Microgrid Protection issues and avaliable solutions. University of Vaasa, Vaasa Finlandia. 2015.

[7] U Maqbol, et al. Fault Current Analysis for Grid-Connected and Islanded Microgrid Modes. Capital University of Science and Technology, Islamabad, Pakistan. 2017.

[8] Liang Che et al. Adaptative Protection System for Microgrids. IEEE Electrification Magazine / March 2014 pages 66-80.

[9] Matthew Reno et al. Influence of Inverted based Resources on Microgrid Protection, part 1 - Microgrids in Radial Distribution Systems. IEEE Power and Energy Magazine, May/Jun 2021, Volume 19 pages 36-48.

[10] Manson, McCullough. Practical Microgrid Protection Solutions. IEEE Power and Energy Magazine, May/Jun 2021, Volume 19 pages 58-69.

[11] S Q Hashmi, et al. Unified Protection Scheme for Microgrid. C.A.S.E, Islamabad, Pakistan. 2018

[12] T S Ustun. Interoperability and Interchangeability for Microgrid Protection Systems using IEC 61850 Standard. Department of Electrical and Computer Engineering Carnegie-Mellon University, Pittsburgh Pensilvania, USA. 2016

[13] Meiqin Mao et al. Application of IEC61850 in Energy Management System for Microgrids. Research Center for Photovoltaic Engineering System, MOE, Hefei University of Technology, Hefei, China. 2014

[14] IEEE Std 551-2006. Recommended Practice for Calculating AC Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.

[15] IEEE Std 399 - 1997. - IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.
[16] IEEE 3002.3 - 2018 - IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems.
[17] IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
[18] IEEE Std 2030.9 - 2019. IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid.
[19] IEEE Std 1547 - 2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.
[20] Guías Para el Buen Ajuste y la Coordinación de Protecciones del SIN. Subcomité de protecciones del CNO. Documento XM CND 032, julio de 2019, versión 4.
[21] R Ferreira, et al. Method for Adaptative Overcurrent Protection of Distribution Systems with Distributed Synchronous Generators. CECS – UFABC, Santo Andre, Brazil. 2015
[22] National Fire Protection Association. National Electric Code - NFPA 70.
[23] IEEE Std C57.12.00-2015 - IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
[24] STP50-40-BE-en-12. Short-Circuit Currents – Information on Short-Circuit currents of SMA PV Inverters.
[25] Mahdavi, Kabalci. Microgrid Architectures, Control and Protections Methods. Springer. 2020.
[26] Gurusinghe, Dinesh & Ouellette, Dean. Real-Time Implementation of PMU based Islanding Detection Schemes for Microgrids. 2017.
[27] IEEE Std 3004.7 - 2021. IEEE Recommended Practice for Conductor Protection In Industrial and Commercial Power Systems.
[28] NTC-5001 Calidad de la Potencia Eléctrica. Límites y Metodología de Evaluación en Punto de Conexión Común.
[29] Echavarren, Francisco M. Egido, Ignacio Lobato, Enrique Rouco, Luis Sigrist, Lukas - Island power systems - Taylor Francis Group_CRC Press. 2017.
[30] SEL_700G_IM_2019. SEL-700G Generator and Intertie Protection Relay. Instruction Manual.
[31] ANSI C37.102 - 2006. IEEE Guide for AC Generator Protection.
[32] Laaksonen, Ishcenko - Adaptative Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island. 2014.
[33] Kandakatla, Laaksonen, Bonela - Advanced Vector Shift Algorithm for Islanding Detection. 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon. 2015.
[34] SEL-751 Feeder Protection Relay. Instruction Manual - Schweitzer Engineering Laboratories. 2021.

[35] Performance Of Frequency Relays for Distributed Generation Protection. Vieira. IEEE Transactions on power delivery, Vol 21. No 3. 2006.