



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“PROPUESTA DE PARAMETRIZACIÓN DE PROTECCIONES
ELÉCTRICAS EN MICRORREDES MEDIANTE ANÁLISIS DE
CARGAS Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA”

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

**MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN: SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

SILVIO EDUARDO ORDÓÑEZ BUELE

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2022

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres Angel Ordóñez y Silvia del Carmen Buele a mis hermanos Brayan Ordóñez y Lisseth Ordóñez que me han brindado su apoyo y cariño a lo largo de toda mi vida.

A mi abuelito Máximo Vera y a mis tíos Sixter Valarezo y Rosa Buele por su constante ayuda y consejo.

Y con especial énfasis dedico este proyecto a la memoria de mis abuelitos Rosario Buele (+), Manuela Salazar (+) y Clotario Buele (+) que siempre estuvieron muy orgullosos de mis logros.

A todos ustedes mi eterna gratitud.

Silvio Eduardo Ordóñez Buele

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a todos mis familiares, amigos y colegas que me brindaron su apoyo incondicional para el desarrollo de este proyecto, agradezco a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por abrirme sus puertas y ser mi querida alma mater. A todos los docentes, tutores y compañeros de clase que con todas sus enseñanzas y experiencias me han permitido crecer tanto profesionalmente como humanamente.

Mis más sinceros agradecimientos

Silvio Eduardo Ordóñez Buele

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

M.Sc. Fernando Vaca

PROFESOR DE LA MATERIA

M.Sc. Iván Endara

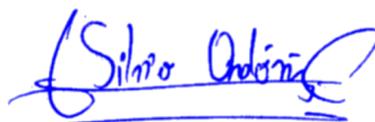
PROFESOR TUTOR

PhD. Carlos Villegas

PROFESOR REVISOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; yo Silvio Eduardo Ordóñez Buele doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



.....
Silvio Eduardo Ordóñez Buele

RESUMEN

La integración de generación distribuida por medio de microrredes brinda una alternativa renovable en comparación a la generación convencional, con mejoras en calidad de energía y reducción de pérdidas de potencia. Sin embargo, también las microrredes presentan nuevos desafíos técnicos como es el caso de la coordinación de protecciones eléctricas, ante los cambios de corriente de cortocircuito y flujo de energía bidireccional. La protección de sobrecorriente ha demostrado tener un buen desempeño para microrredes, no obstante, la parametrización de estas es modelado como un problema matemático de optimización no lineal y no convexo. Por este motivo, existe una familia de curvas de protección posibles, de las cuales se debe escoger una sola, mediante un algoritmo de optimización computacional, este algoritmo debe ser capaz de discriminar los escenarios de operación además de establecer la corriente de *pickup* y el dial de tiempo de cada relé de sobrecorriente. En este trabajo se propone la aplicación del Algoritmo de Optimización de Mapeo y Varianza (MVMO), en conjunto con el estado operativo de las cargas y generación, para determinar la coordinación óptima de las protecciones de sobrecorriente de una microrred. Las simulaciones se realizaron con cuatro escenarios de operación en una microrred de ejemplo que contemplan, desconexión de generación y operación en isla. Los resultados demostraron que el MVMO provee una correcta parametrización de las protecciones de sobrecorriente tanto la protección principal, como la de respaldo, en todos los escenarios.

Basado en la literatura especializada, este proyecto se presenta como un aporte adicional a técnicas ya implementadas como lo son (GA, PSO y TLBO) demostrando su eficacia en la solución de la parametrización y la coordinación de las protecciones de sobrecorriente en microrredes.

Palabras Clave: Optimización, MVMO, microrred, generación distribuida, energía bidireccional, protecciones.

ABSTRACT

The integration of distributed generation through microgrids provides a renewable alternative compared to conventional generation, with improvements in energy quality and reduction of power losses. However, microgrids also present new technical challenges, such as the coordination of electrical protections, in the face of changes in short-circuit current and bidirectional energy flow. Overcurrent protection has shown to have a good performance for microgrids, however, the parameterization of these is modeled as a non-linear and non-convex mathematical optimization problem. For this reason, there is a family of possible protection curves, of which only one must be chosen, by means of a computational optimization algorithm, this algorithm must be able to discriminate the operating scenarios in addition to establishing the pickup current and the dial time of each overcurrent relay. In this work, the application of the Mapping and Variance Optimization Algorithm (MVM0) is proposed, together with the operating state of the loads and generation, to determine the optimal coordination of the overcurrent protections of a microgrid. The simulations were carried out with four operating scenarios in an example microgrid that contemplate generation disconnection and island operation. The results show that the MVM0 provides a correct parameterization of the overcurrent protections, both the main protection and the backup one, in all scenarios.

Based on the specialized literature, this project is presented as an additional contribution to already implemented techniques such as (GA, PSO and TLBO) demonstrating its effectiveness in solving the parameterization and coordination of overcurrent protections in microgrids.

Keywords: Optimization, MVM0, microgrid, distributed generation, bidirectional energy, protections.

INDICE GENERAL

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	4
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XI
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Alcance	1
1.2 Descripción del problema	2
1.3 Justificación del problema	3
1.4 Objetivos	3
1.4.1 Objetivo General	3
1.4.2 Objetivos Específicos	3
1.5 Marco teórico	4
1.5.1 Microrredes	4
1.5.2 Microrredes en el Ecuador	5
1.5.3 Protecciones de una Microrred	6
1.5.4 Generación distribuida en sistemas de eléctricos	7
1.5.4.1 Micro-generación fotovoltaica	9
1.5.4.2 Generación eólica	9

1.6	Operación de la microrred conectada a la red convencional	9
1.7	Operación de la microrred en modo isla	10
1.8	Corriente de cortocircuito en generadores distribuidos con interfaz de inversor.	10
CAPÍTULO 2		12
2.	METODOLOGÍA	12
2.1	Algoritmo MVMO (Optimización de función de Mapeo por Varianza y Media) para la optimización de protecciones eléctricas ...	12
2.2	Algoritmo de optimización de función de mapeo por varianza y media	13
2.2.1	Esquema de trabajo del algoritmo MVMO	14
2.2.1.1	Selección de <i>Xbest</i>	19
2.2.1.2	Creación de la descendencia	19
2.2.1.3	Mutación	21
2.2.1.4	Cruce	24
2.3	Optimización de protecciones en microrredes	25
2.3.1	Función objetivo	27
2.4	Simulaciones	28
2.5	Coordinación de protecciones	29
2.5.1	Norma IEC 60909 para el cálculo de corrientes de falla	30
2.5.2	Protecciones eléctricas	31
2.5.3	Protección de sobrecorriente	32
2.5.4	Escenarios de operación	32
2.5.5	Estudio de flujo de potencia	35

2.5.6	Estudio de cortocircuito	38
2.5.6.1	Primer escenario de operación.....	39
2.5.6.2	Segundo escenario de operación.....	41
2.5.6.3	Tercer escenario de operación	43
2.5.6.4	Cuarto escenario de operación (Operación en isla)	46
2.6	Análisis de escenarios de operación	48
2.7	Análisis de cargas y generación para la determinación de los escenarios de operación	49
CAPÍTULO 3	53
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	53
3.1	Primer escenario de operación	53
3.2	Segundo escenario de operación.....	59
3.3	Tercer escenario de operación	65
3.4	Cuarto escenario de operación	69
CAPÍTULO 4	74
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	74
4.1	Conclusiones	74
4.2	Recomendaciones	75
BIBLIOGRAFÍA	76
APENDICE	79
APENDICE 1	79
APENDICE 2	86
APENDICE 3	93
APENDICE 4	94

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CTI	<i>Coordination time interval</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
TMS	<i>Time multiplying setting</i>
MVMO	<i>Mean Variance Mapping Optimization</i>
DG	<i>Distributed generation</i>
PSO	<i>Particle swarm optimization</i>
TLBO	<i>Teaching-learning based optimization</i>
GA	<i>Genetic algorithm</i>
OCRs	<i>Overcurrent Relays</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
IBG	<i>Inverter-Based Generators</i>
OM	<i>Operation Mode</i>

SIMBOLOGÍA

Km	Kilometro
KV	Kilovoltio
s	Segundos
m	Metro
KA	Kiloamperio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ejemplo de microrred.....	5
Figura 2: Esquema de microrred.....	8
Figura 3: Función de mapeo del MVMO	13
Figura 4: Flujograma de MVMO de una sola partícula [20]–[22].....	16
Figura 5: Estructura final del archivo de solución.....	18
Figura 6: Tipos de selección para la mutación de Xbest.....	20
Figura 7: Curva típica de la función de mapeo	22
Figura 8: Efectos de los factores de forma en la función de mapeo	23
Figura 9: Algoritmo para determinar los factores de forma S1 y S2.....	23
Figura 10: Cruce y mutación de datos	24
Figura 11: Ejemplo del desempeño del MVMO para el dimensionamiento del despacho de energía reactiva en IEEE 30 barras [23].....	25
Figura 12: Microrred del caso de estudio	28
Figura 13: Fallas y relés de la microrred.....	33
Figura 14: Conflicto entre curvas de operación.....	34
Figura 15: Ubicación de los relés de estudio	37
Figura 16: Ubicación de cada generador en la microrred	38
Figura 17: Esquema de trabajo del segundo escenario de operación	41
Figura 18: Esquema de trabajo del tercer escenario de operación.....	44
Figura 19: Esquema de trabajo del cuarto escenario de operación	46
Figura 20: Distribución de potencias en barras sin generación	51
Figura 21: Distribución de potencias en barra con generación	51
Figura 22: Barras sujetas a análisis para la determinación de los escenarios	52
Figura 23: Convergencia del MVMO para el primer escenario de operación	54
Figura 24: Curvas de protección del relé primario 1 y de respaldo 6 del primer escenario de operación.....	55

Figura 25: Curvas de protección del relé primario 2 y de respaldo 3 del primer escenario de operación.....	56
Figura 26: Curvas de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del primer escenario de operación.....	57
Figura 27: Curvas de protección del relé primario 4 y el relé de respaldo 1 del primer escenario de operación.....	58
Figura 28: Curvas de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del primer escenario de operación.....	58
Figura 29: Convergencia del MVMO para el segundo escenario de operación	60
Figura 30: Curva de protección del relé primario 1 y relé de respaldo 6 para el segundo escenario de operación	61
Figura 31: Curva de protección del relé primario 2 y relé de respaldo 3 del segundo escenario de operación	62
Figura 32: Curva de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del segundo escenario de operación	62
Figura 33: Curva de protección del relé primario 4 y relé de respaldo 1 del segundo escenario de operación	63
Figura 34: Curva de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del segundo escenario de operación	64
Figura 35: Convergencia del MVMO para el tercer escenario de operación.	65
Figura 36: Curva de protección del relé primario 1 y relé de respaldo 6 del tercer escenario de operación.....	66
Figura 37: Curva de protección del relé primario 2 y relé de respaldo 3 del tercer escenario de operación.....	67
Figura 38: Curva de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del tercer escenario de operación.....	67
Figura 39: Curva de protección del relé primario 4 y relé de respaldo 1 del tercer escenario de operación.....	68

Figura 40: Curva de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del tercer escenario de operación.....	68
Figura 41: Convergencia del MVMO para el cuarto escenario de operación	69
Figura 42: Curva de protección del relé primario 1 y relé de respaldo 6 del cuarto escenario de operación.....	70
Figura 43: Curva de protección del relé primario 2 y relé de respaldo 3 del cuarto escenario de operación.....	71
Figura 44: Curva de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del cuarto escenario de operación.....	72
Figura 45: Curva de protección del relé primario 4 y relé de respaldo 1 del cuarto escenario de operación.....	72
Figura 46: Curva de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del cuarto escenario de operación.....	73
Figura 47: Distribución de elementos en la microrred.....	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Orden del archivo de los mejores candidatos a solución	18
Tabla 2-2: Selección de variables a mutar	19
Tabla 2-3: Parámetros de las curvas características IEEE [11]	26
Tabla 2-4: Parámetros de las curvas características IEC [11]	27
Tabla 2-5: Factor c para el cálculo de corrientes de cortocircuito [25]	31
Tabla 2-6: Escenarios de operación definidos en la microrred del caso de estudio	33
Tabla 2-7: Valores de numéricos para la selección de curvas de protección IEEE	35
Tabla 2-8: Valores numéricos para la selección de curvas de protección IEC	35
Tabla 2-9: Corriente nominal de cada escenario de operación	36
Tabla 2-10: Perfil de voltaje de la microrred	36
Tabla 2-11: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el primer escenario de operación	39
Tabla 2-12: Características de curvas de protección del primer escenario de protección	40
Tabla 2-13: Parámetros de simulación del primer escenario de operación ..	40
Tabla 2-14: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el segundo escenario de operación	42
Tabla 2-15: Características de curvas de operación del segundo escenario de operación	42
Tabla 2-16: Parámetros de simulación del segundo escenario de operación	43
Tabla 2-17: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el tercer escenario de operación	45
Tabla 2-18: Características de curvas de operación del tercer escenario de operación	45
Tabla 2-19: Parámetros de simulación del tercer escenario de operación ...	46

Tabla 2-20: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el cuarto escenario de operación	47
Tabla 2-21: Características de curvas de operación del cuarto escenario de operación	48
Tabla 2-22: Parámetros de simulación del cuarto escenario de operación...	48
Tabla 3-1: Resultados de la optimización de los parámetros de los relés mediante MVMO	54
Tabla 3-2: Resultados de la simulación de las protecciones de sobrecorriente para el primer escenario	59
Tabla 3-3: Resultados de la optimización del MVMO para el segundo escenario	60
Tabla 3-4: Resultados de las simulaciones de las protecciones eléctricas para el segundo escenario.....	64
Tabla 3-5: Resultados de la optimización del MVMO para el tercer escenario	65
Tabla 3-6: Resultados de las simulaciones de las protecciones eléctricas para el tercer escenario de operación.....	69
Tabla 3-7: Resultados de la optimización del MVMO para el cuarto escenario de operación	70
Tabla 3-8: Resultados de las simulaciones de las protecciones eléctricas para el cuarto escenario.....	73

CAPÍTULO 1

1. Introducción

En la actualidad debido a la creciente demanda de energía eléctrica y a la tendencia a la reducción de gases de efecto invernadero es necesario la integración de fuentes de generación renovable como lo son: eólica, fotovoltaica, biomasa entre otros; por medio de generación distribuida, a fin de que los consumidores ya no sean únicamente una carga para la red eléctrica, sino que además puedan aportar energía a la red reduciendo las pérdidas eléctricas y disminuyendo la contaminación [1]–[3].

Debido a estos usos nace el concepto de microrredes, las cuales son un conjunto de generación, cargas y almacenamiento de energía que forman una pequeña red eléctrica y que pueden operar conectadas a la red convencional de distribución eléctrica o en modo isla [3]. Sin embargo debido a que las energías renovables tienen la condición de ser impredecibles, provoca que la operación y la protección del sistema sea muy compleja debido a los flujos bidireccionales y corrientes de cortocircuito variables que presentarían las barras de generación distribuida, por lo que las protecciones eléctricas clásicas no funcionan correctamente [1].

Los eventos de fallas en sistemas eléctricos sean grandes o pequeños provocan pérdidas económicas importantes a grupos poblacionales, afectando directamente a la calidad de vida de las personas. Por este motivo, es necesario realizar un estudio de las protecciones eléctricas a profundidad. Los estudios de las protecciones de las microrredes son de gran interés para la mejora de la confiabilidad en términos del uso de energía renovable, debido a que puede operar en isla únicamente con la generación distribuida, sin embargo, esto conlleva un control exhaustivo de los componentes de la red a fin de mantener el voltaje, la frecuencia y las potencias activa y reactiva en valores nominales [4].

1.1 Alcance

El alcance del presente proyecto se centra en la simulación de una microrred con cargas establecidas y diferentes tipos de generación distribuida (eólica y fotovoltaica), los cuales serán operados tanto en modo conectado a la red como en modo isla. Luego de validar la simulación de la microrred se realiza la coordinación

de protecciones, siendo que estas deben saber discriminar los diferentes eventos de operación de los eventos de falla. La validación de la operación de las protecciones viene dada por el programa PowerFactory el, cual puede modelar las protecciones eléctricas del sistema.

Es importante mencionar que, cuando la microrred pasa de estado operativo conectado a la red a modo isla, se presenta una diferencia entre la potencia generada y la carga por un periodo transitorio, por lo tanto, estos sistemas deben tener controladores de tal forma que puedan disminuir las oscilaciones de potencia sin afectar en gran medida el rango tolerable de frecuencia aceptable. En el este proyecto el enfoque no contempla el análisis del transitorio entre el modo conectado a la red y el modo isla sino únicamente en el esquema de protecciones eléctricas a utilizarse ante diferentes escenarios de generación y carga.

1.2 Descripción del problema

Las microrredes son sistemas eléctricos pequeños que pueden tener diferentes escenarios de operación que difieren mucho entre sí, las barras ya no solo operan como cargas sino también como generación, teniendo un flujo de potencia bidireccional que dificulta la coordinación de protecciones debido al cambio de nivel de cortocircuito del sistema [4].

En los sistemas eléctricos de potencia es fácil detectar las corrientes de falla debido al aporte de corriente de cortocircuito que brindan los generadores síncronos. Sin embargo, en presencia de generación renovable basada en convertidores, el aporte de corriente de cortocircuito no es grande y puede ser apenas de 1.2 veces la corriente nominal, lo que hace difícil que las protecciones eléctricas puedan discriminar entre los diferentes estados de operación entre un cortocircuito o un estado de carga máxima [5].

Las microrredes, al poseer generación distribuida, provocan flujos de potencia bidireccionales que dependiendo de su estado de operación (conectado a la red o conectado en isla) cambia el nivel de cortocircuito, por lo que es muy difícil definir una curva de protección que se ajuste a estos estados de operación. No obstante, algunos investigadores han desarrollado metodologías de optimización de los

parámetros de protecciones, modelando este problema como una optimización por programación lineal [6].

1.3 Justificación del problema

Debido al cambio climático el mundo quiere abandonar los combustibles fósiles y adoptar en gran mayoría las energías renovables. El objetivo del Ecuador es alcanzar un futuro cada vez más renovable, reduciendo el uso de centrales térmicas que en la actualidad aportan el 7% de la energía del país [7], [8], [9]. Debido a esto, la demanda por generación distribuida va en aumento, y es necesario un análisis más exhaustivo de las respuestas de estos sistemas ante cortocircuitos y flujos de potencia en modo isla.

En la actualidad varios investigadores ya han planteado algunos esquemas de protección [10]–[12], en el presente trabajo se utilizará estas aportaciones para el desarrollo, análisis e implementación de un esquema generalizado para la parametrización de las protecciones de las microrredes y que pueda ser implementado en cualquier parte del territorio nacional.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Determinar una propuesta de parametrización óptima de las protecciones eléctricas de una microrred con base en la técnica heurística MVMO, a través del análisis de cargas y generación, para el establecimiento de una operación segura y confiable del sistema.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Modelar la topología de una microrred en el Software PowerFactory, analizando la respuesta del sistema ante diferentes escenarios de operación.
- Elaborar estudios de cortocircuito en microrredes, para la obtención de los niveles de cortocircuito necesarios para la estrategia de parametrización.

- Estudiar las diferentes respuestas de los estudios de cortocircuito y que implicación tienen las energías renovables y la carga.
- Investigar e implementar una estrategia que permita determinar los valores óptimos de las protecciones eléctricas.
- Evaluar el correcto desempeño de las protecciones eléctricas mediante simulación.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Microrredes

La microrred es una red eléctrica inteligente que trabaja en una red de distribución, este tipo de sistemas ayudan a la confiabilidad y a la eficiencia del servicio eléctrico en zonas geográficas distantes para mantener el flujo de energía activa. Uno de los grandes beneficios que tiene la microrred es que posee generación distribuida cercana a la carga, y así se optimiza las pérdidas de energía. De igual forma, si la red eléctrica principal tiene alguna falla, la microrred puede operar en modo isla para abastecer a su demanda, y en caso de que la red principal tenga un déficit de potencia puede recurrir a la microrred para mantener la continuidad del servicio [2].

Ante la creciente dependencia de combustibles fósiles y la preocupación por disminuir los gases de efecto invernadero, el mundo tiene como objetivo aumentar el uso de energías renovables, integrando tecnologías amigables con el medio ambiente como lo son sistemas fotovoltaicos y eólicos, reduciendo las pérdidas de la red, aumentando la confiabilidad y disminuyendo la emisión de gases de efecto invernadero [3].

En la Figura 1 se presenta un ejemplo de microrred, esta puede presentar un esquema en anillo o radial, tiene generación distribuida de carácter eólico y fotovoltaico además de la interconexión con la red convencional.

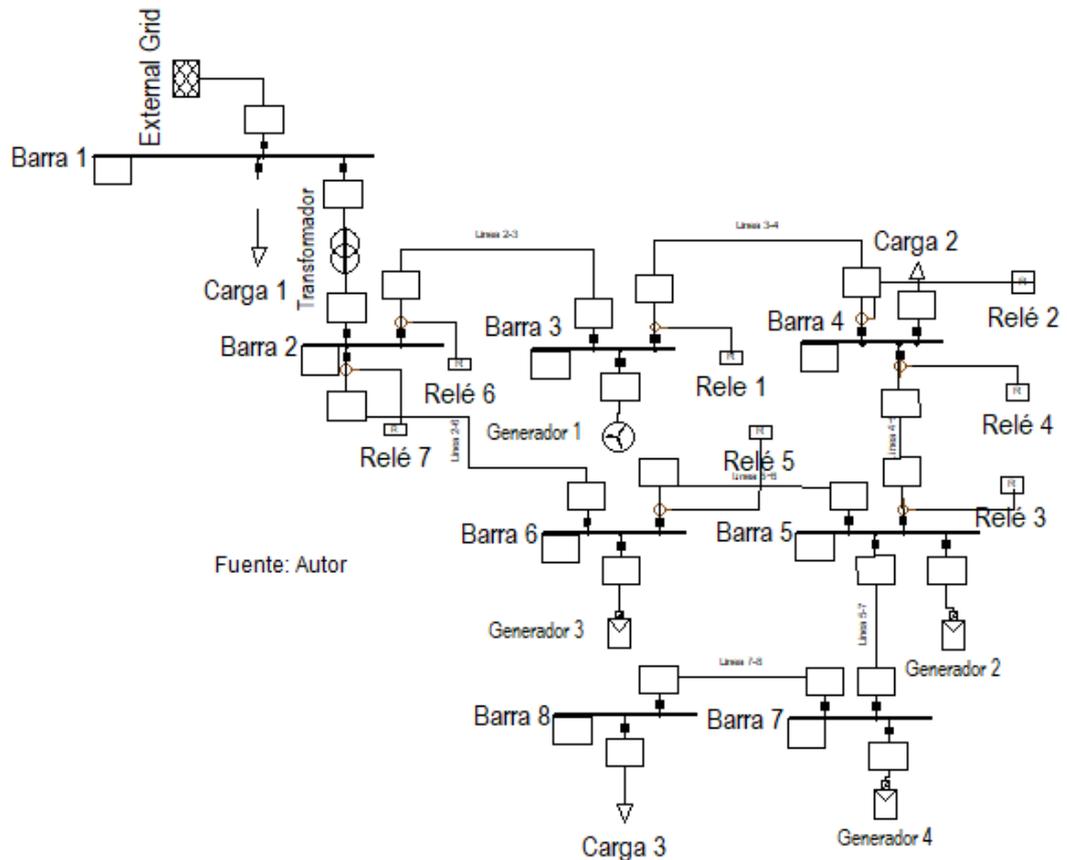


Figura 1: Ejemplo de microrred

1.5.2 Microrredes en el Ecuador

En el Ecuador se brindan incentivos para todo aquel que implemente las energías renovables. La ley del régimen del sector eléctrico indica beneficios como son la reducción de impuestos, aranceles, materiales, equipamiento de importación, reducción de aranceles en investigación y desarrollo de energías no convencionales, además de la excepción del impuesto a la renta hasta de 12 años a empresas que fomenten el uso de energías renovables no convencionales [3], [13].

Se han realizado diversos estudios alrededor de microrredes en el país como es el caso de la referencia [3], que desarrolla el diseño de una microrred para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur definiendo el dimensionamiento de equipos necesarios y la estimación de la energía entregada por la generación renovable.

En [1], los autores realizan la simulación de una microrred ubicada en “Ciudad Celeste”, una de las ciudadelas del norte de la ciudad de Guayaquil – Ecuador, mediante el software Simulink, operando en tiempo real en el simulador OPAL-RT. El referido trabajo realiza el modelado de protecciones eléctricas tipo fusible y la simulación de la corriente de inrush.

También se ha estudiado acerca de la factibilidad de la generación distribuida como lo es el caso de la referencia [7], en donde se analiza el potencial renovable que posee el Ecuador, además de realizar un análisis técnico y económico de la implementación de fuentes renovables en el país.

1.5.3 Protecciones de una Microrred

Uno de los principales trabajos acerca de protecciones de microrredes se encuentra en la referencia [11], que plantea la protección de sobrecorriente mediante diferentes curvas de operación de los relés, y uno de los principales enfoques de este trabajo es complementar este aporte a fin de poder generalizar el esquema de protección ante diferentes escenarios de operación. El problema de optimización de las protecciones eléctricas es analizado mediante tres diferentes metodologías las cuales son: PSO (Optimización por enjambre de partículas), GA (Algoritmo genético) Y TLBO (Algoritmo de optimización basado en enseñanza y aprendizaje). El aporte del presente trabajo es incluir una nueva metodología el MVMO (Optimización de función de mapeo por varianza y media).

En [14] se realiza una investigación acerca del desempeño de la protección diferencial ante microrredes, misma que puede tener un gran desenvolvimiento ya que es susceptible únicamente a la diferencia de corriente detectada por los relés, y no se tiene complicaciones ante el flujo de potencia bidireccional. Sin embargo, posee problemas cuando las barras pasan de estado generación a carga debido al transiente producido.

El trabajo de [15] realiza el análisis del desempeño de las protecciones diferenciales mediante el análisis de los armónicos producidos por los inversores de los generadores. Ante la presencia de fallas las corrientes

son muy pequeñas, así que para poder discriminar estas corrientes del estado de operación normal se realiza un análisis de Fourier, debido a que el aporte de corriente de cortocircuito dado por los inversores es alto en armónicos.

El estudio de [12] realiza el análisis de las protecciones eléctricas basado principalmente en inversores de potencia para las energías renovables, este estudio se enfoca en la medición de la resistencia de secuencia negativa restringida por voltaje, lo cual ayuda a la detección de fallas sin importar la magnitud de la corriente de falla. Además, realiza el análisis de las diferentes dificultades en la direccionalidad de las protecciones eléctricas al no poder discriminar la zona de falla.

En sí, los autores de estos trabajos han dejado en claro que para poder implementar estrategias de protección hay que tener en cuenta el aporte de la corriente de cortocircuito que tendrán los diferentes generadores en estudio, dependiendo el estado de la operación del sistema: en modo conectado a la red o en modo isla.

1.5.4 Generación distribuida en sistemas de eléctricos

Cuando se hace referencia a un sistema inteligente es necesario implementar el concepto de generación distribuida en el cual el sistema de potencia ya presenta diferente operabilidad, varias barras que no solamente van a trabajar como barras de carga sino también como barras de generación, y al inyectar corriente al sistema se produce la disminución de pérdidas por transmisión de energía; además de mejorar el factor de potencia si se realiza la inyección de reactivos, lo cual mejora el perfil de voltaje del sistema de distribución.

La generación distribuida por lo general viene constituida por fuentes de energía renovable convencional o no convencional y se pueden conectar en una microrred de tipo anillo o radial, de tal forma que pueda existir cooperación de entrega de energía de manera local o interactuando con la red convencional.

La IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), DPCA (*Distribution Power Coalition of América*) y la IEA (*International Energy Agency*), coinciden en definir a las microrredes como un sistema con generación distribuida a pequeña escala cuya ubicación es más cercana a la carga, además, posee una interconexión mediante la cual se puede realizar la entrega o recepción de energía eléctrica con la red convencional.

En la Figura 2 se muestra el esquema operacional de una microrred, esta tiene la capacidad de operar de manera autónoma e interconectada con la red convencional.

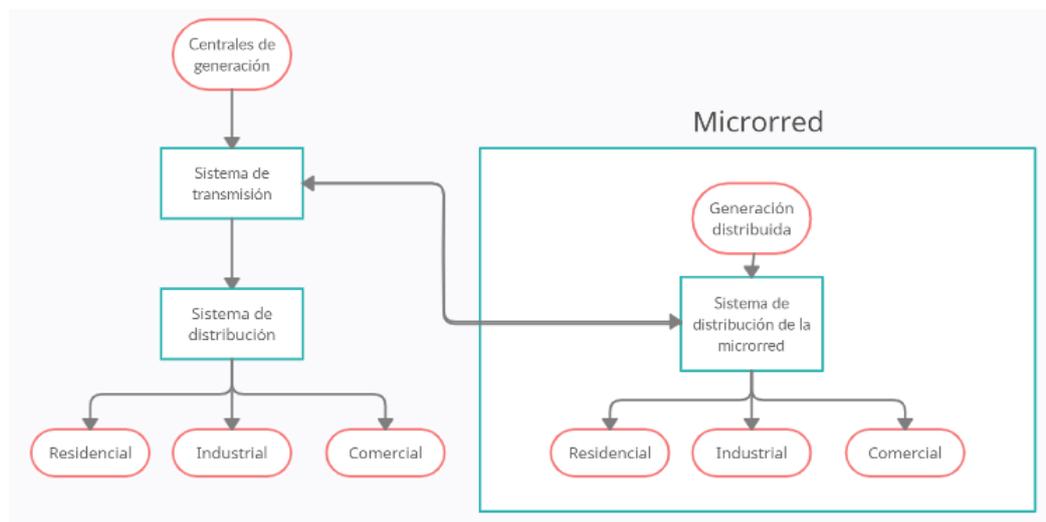


Figura 2: Esquema de microrred

1.5.4.1 Micro-generación fotovoltaica

En el Ecuador la regulación ARCONEL – 003/18 [16] establece los lineamientos y condiciones para que los consumidores puedan participar en la integración de micro-generación fotovoltaica de hasta 100 KW, para viviendas, techos o terrenos residenciales.

El ARCERNNR, a través de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, tipifica beneficios para la implementación de energías renovables no convencionales, entre ellos el autoabastecimiento energético mediante micro-generación fotovoltaica. El principal objetivo en el uso de la micro-generación fotovoltaica es la reducción de la factura del servicio de energía, además de la reducción de los gases de efecto invernadero; la regulación ARCERNNR-001-2021 contempla capacidad de hasta 1 MW para autoabastecimiento [17].

La energía solar fotovoltaica se da gracias a la conversión de la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, cuyo descubrimiento fue gracias al físico alemán Heinrich Rudolf Hertz para luego ser explicado teóricamente tanto por Albert Einstein y Robert Millikan. El proceso de generación de energía eléctrica se da cuando la radiación solar incide sobre la superficie de semiconductores cristalinos, la cual produce una diferencia de potencial.

1.5.4.2 Generación eólica

Con miras a ser cada vez más renovables y dejar la dependencia de los combustibles fósiles, y minimizar las emisiones de CO₂, la generación eólica se convierte en un buen candidato para ser integrado en microrredes por medio de usuarios de media a gran escala, como lo son las empresas o fábricas. El principal beneficio de las microrredes eólica, al igual que la fotovoltaica, es la reducción de las facturas eléctricas al poseer generación propia.

1.6 Operación de la microrred conectada a la red convencional

La microrred puede operar conectada a la red convencional; en este escenario de operación existe el intercambio de potencia eléctrica de tal modo que si la red

eléctrica convencional necesita de energía extra para mantener su regulación de voltaje puede acudir a la microrred para realizar esta compensación. De igual manera, si la microrred posee déficit de potencia eléctrica puede acudir a la red convencional a fin de mantener su regulación de voltaje.

En este estado de operación, al tener cortocircuitos, la red eléctrica convencional realizará el mayor aporte de corriente de cortocircuito debido a que posee máquinas síncronas. Sin embargo, en el modo de operación conectado en isla, al poseer generación distribuida con convertidores estos tienen limitación en el aporte de la corriente de cortocircuito, y llegan a alcanzar su límite de contribución de dicha corriente.

1.7 Operación de la microrred en modo isla

La microrred puede operar en isla; esto es posible si la generación distribuida es lo suficientemente grande para poder abastecer la demanda de potencia y las pérdidas de energía de la red. En este estado de operación existe un nuevo flujo de potencia comparado al modo de operación conectado a la red, por lo que las protecciones eléctricas tienen muchas dificultades para ser coordinadas, al tener únicamente el aporte de la corriente de cortocircuito brindado por las energías renovables.

Estas corrientes de cortocircuito son muy pequeñas en comparación a las corrientes de falla que se encuentran en los sistemas que poseen generador síncrono, así que es necesario en este modo de operación realizar un análisis exhaustivo a fin de realizar la correcta coordinación de las protecciones eléctricas.

1.8 Corriente de cortocircuito en generadores distribuidos con interfaz de inversor.

Una red eléctrica convencional posee generadores síncronos que ante algún evento de falla brindan un gran aporte de corriente de cortocircuito; esto se debe a que una parte de la energía cinética del generador se convierte en energía eléctrica y fluye directamente hacia el punto de falla provocando una leve disminución de la frecuencia y la velocidad de la máquina. Por otro lado, para las microrredes es distinto, ya que las fuentes de energía son renovables y estas utilizan una interfaz de

inversor para poder realizar la transmisión de energía en AC, las cuales poseen limitantes respecto a la corriente de cortocircuito.

Cuando se presenta un evento de cortocircuito en una microrred operada en isla, todo el aporte de corriente de cortocircuito debe venir de la generación distribuida. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, por su propia naturaleza, son incapaces de brindar corrientes de cortocircuitos muy elevadas por su limitante en la corriente I_{sc} de los paneles y por la corriente máxima del inversor. Por lo general, la corriente de cortocircuito ronda 1.2 veces la corriente nominal [5].

El comportamiento de la microrred ante fallas eléctricas es diferente a un sistema de potencia convencional, principalmente por las variaciones o magnitudes de la corriente de cortocircuito. Un esquema de protecciones eléctricas clásica en microrredes de generación distribuida no logra ser confiable, porque su coordinación presentaría una evidente cercanía con la corriente nominal, y podría provocar un mal funcionamiento ante condiciones de máxima carga. Además de esto, al tener una baja corriente de cortocircuito, los voltajes de las barras se ven disminuidos, y si bien, para los relés es sencillo detectar bajos voltajes; que varias barras del sistema presenten este inconveniente, provoca que sea imposible discriminar la zona fallada mediante un esquema convencional.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La integración de generación distribuida en microrredes es una propuesta de energía limpia y renovable para las redes de distribución modernas. Sin embargo, la propia naturaleza de las microrredes, y la tecnología de los generadores basados en inversores plantea diferentes retos de ingeniería, uno de estos es la protección eléctrica del sistema [11], [18], [19].

El problema de las protecciones en microrredes es de carácter no lineal y no convexo [6], [10], [11]. Por lo tanto, las protecciones eléctricas clásicas son obsoletas y se debe abordar metodologías heurísticas para buscar la solución. En el presente trabajo se utiliza el algoritmo MVMO (Optimización de función de Mapeo por Varianza y Media), que considera diferentes modos operativos de la microrred, en forma de escenarios de operación.

2.1 Algoritmo MVMO (Optimización de función de Mapeo por Varianza y Media) para la optimización de protecciones eléctricas

Ante la problemática de la optimización y la coordinación de las protecciones eléctricas varios autores [6], [10], [11] han realizado aportes en el desarrollo de algoritmos de diferentes metodologías como lo son: aprendizaje autónomo, enjambre de partículas, Cuckoo programación lineal, entre otros; Estos algoritmos pueden ser aplicados a diferentes escenarios de operación y cada uno tiene tanto ventajas y desventajas entre ellos.

En el presente trabajo se realiza una aportación extra, el desarrollo del algoritmo MVMO para la coordinación de protecciones en microrredes. Este algoritmo fue desarrollado con la metodología clásica del MVMO y busca la optimización de los tiempos de operación de los relés de protección mediante el análisis mono-parental (Padre-descendencia), de tal forma que se puede tener un desarrollo evolutivo de los candidatos a solución, quedando al final de la simulación solo los mejores candidatos.

2.2 Algoritmo de optimización de función de mapeo por varianza y media

El MVMO es un algoritmo de optimización propuesto inicialmente por el profesor István Erlich [20], director del Instituto de Sistemas de Energía Eléctrica de la Universidad Duisburg-Essen. Esta metodología forma parte de las técnicas estocásticas basadas en poblaciones, adopta enfoques de varias metodologías heurísticas con el añadido de una función novedosa de mapeo especial dependiente de la media y la varianza que es usada para la mutación de la descendencia de la mejor población de cada iteración.

La función de mapeo trabaja con valores normalizados entre $[0, 1]$, lo cual implica que los valores resultantes siempre estén en este rango e impidan la violación de límites de los valores de búsqueda; por lo tanto, los nuevos valores mutados no pueden salir de estos límites. La función de mapeo es ajustada de tal forma que, al realizar el procesamiento de la media y la varianza de la población actual, se pueda obtener una nueva solución candidata que posee mejores características de optimización [21].

La característica de la función de mapeo se muestra en la Figura 3, esta posee como dato de ingreso un valor aleatorio X^*_i , que al ser evaluado da como resultado el valor X_i , que posee mejores características de optimización y que sirve de dato para la modificación de la función de mapeo de la siguiente iteración, a fin de lograr la convergencia del método.

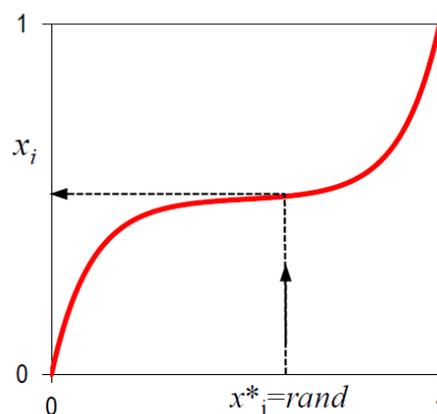


Figura 3: Función de mapeo del MVMO

Una característica importante del MVMO es que trabaja con el enfoque de búsqueda evolutiva de una sola partícula para todos los valores a optimizar dentro del rango de búsqueda, y solo se actualiza la matriz de datos cuando la solución candidata posee un mejor desenvolvimiento en la optimización.

Recientemente también se han realizado aportaciones a este algoritmo mediante la implementación del análisis de varias partículas a su vez, denominado MVMOS, cuya búsqueda global depende de un conjunto de partículas con su propia memoria y el intercambio de información. También se ha desarrollado el MVMO-SH, que es un algoritmo híbrido basado en inteligencia de enjambre de partículas cuya metodología se basa en la mutación y cruce de varios datos padres para aumentar la diversidad de la búsqueda [21]. En el presente proyecto se realiza la implementación del MVMO para la optimización de los parámetros de la protección de sobrecorriente en microrredes.

2.2.1 Esquema de trabajo del algoritmo MVMO

En el mundo de la ingeniería y los negocios siempre se presentan problemas de optimización, por este motivo se desarrollaron algoritmos de optimización cada vez más complejos, los cuales pueden lidiar con un sinnúmero de problemas cuyas características son no convexas, inherentemente no lineales y multimodales. En definitiva, los problemas de optimización son fáciles de definir, pero muy complejos o imposibles de resolver. Un problema de optimización se lo puede definir como se indica en la expresión (1).

$$\text{Min } f(x), x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_k] \quad (1)$$

Donde:

$f(x)$ = La función objetivo

x = las variables a optimizar

k = El número de parámetros a optimizar

El MVMO entra en la categoría de las llamadas “Técnicas de optimización estocástica basada en la población”; comparte similitudes y diferencias con

otros algoritmos estocásticos como el concepto de evolución, mutación y cruce. Su principal atractivo es el uso de una función de mapeo, la cual realiza la mutación de los genes para dar una mejor descendencia.

El flujograma del algoritmo MVMO se muestra en la Figura 4 este describe de forma general el esquema que realiza el algoritmo en cada una de las iteraciones. En el presente trabajo se utiliza el MVMO clásico de una sola partícula, y diferentes híbridos del MVMO podrían ser analizadas para futuros estudios.

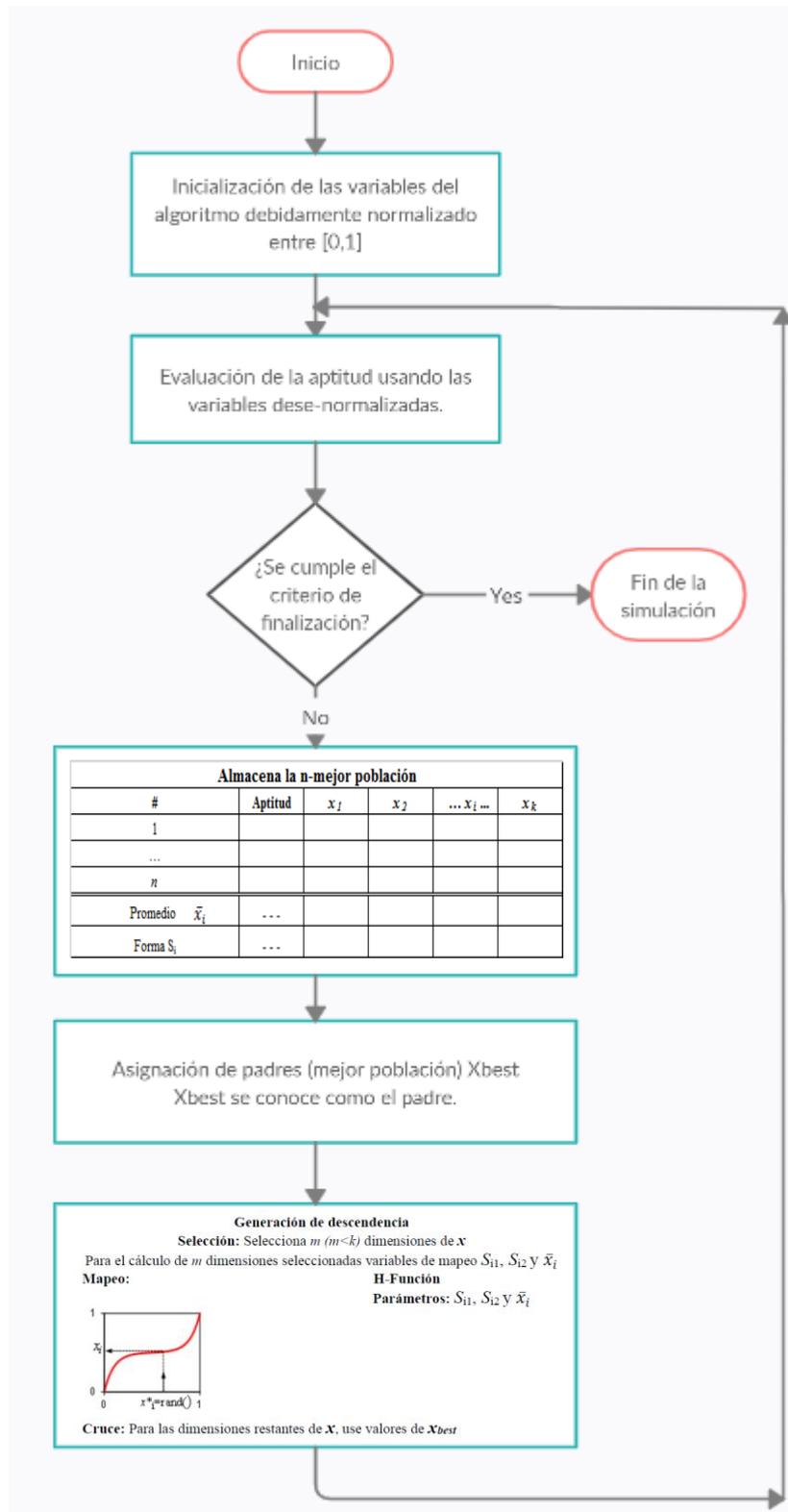


Figura 4: Flujoograma de MVMO de una sola partícula [20]–[22]

Las principales características de este algoritmo de optimización son:

- Restricción de búsqueda de resultados normalizados entre cero y uno para evitar datos redundantes o fuera de los límites de optimización.

- Posee una matriz que contiene el grupo poblacional de candidatos a respuesta (" n " mejores individuos) que se actualizan en cada iteración. Este grupo poblacional guía al algoritmo en su búsqueda mediante la selección del mejor candidato de todos " X_{best} " o el dato padre.
- Posee un concepto evolutivo padre-descendencia. El padre es el dato que posee mejor aptitud en el problema de optimización, y al crear descendencia esta muta sus genes mediante la función de mapeo. Con el fin de, generar un nuevo individuo que se integra al grupo poblacional siempre y cuando su aptitud sea igual o mejor que los actuales candidatos a solución.
- Posee una función de mapeo que depende de la media y la varianza del grupo poblacional de los mejores candidatos a solución.

Como primer paso se deben establecer los límites de las variables a optimizar y realizar la normalización entre valores de $[0,1]$; esta metodología obligatoriamente debe usar estos valores para el uso de la función de mapeo. El rango de valores a optimizar se lo establece tal cual se muestra en la siguiente expresión.

$$[Val_{min}, Val_{max}] = [0,1]; \quad (2)$$

Además, se deben definir los parámetros de inicialización del algoritmo como son:

- Tamaño dinámico de la población " n " (se recomienda una población mínima de 2 y máximo de 5).
- Número de dimensiones " m " a ser mutadas (estas siempre deben ser menor que el número de variables a optimizar).
- Método de selección a utilizar (existen diferentes metodologías de selección para la mutación).
- Factor de escala que forma parte de la función de mapeo.
- Valores iniciales de las variables de forma.

La población inicial va a ser generada aleatoriamente y para poder determinar la aptitud de cada uno de los candidatos a solución se realiza la evaluación de la función objetivo con los valores estimados desnormalizados, que se lleva a cabo una única vez por cada iteración, ya que en el MVMO los únicos resultados arrojados se presentan en el rango de [0,1], y posteriormente se realiza la evaluación de la población en la función objetivo. Cada individuo será ordenado en forma descendente, por lo tanto, el primero será el que tenga mejor desempeño, seguido del segundo y así sucesivamente hasta terminar con toda la población.

La población candidata a solución se presenta de forma matricial tal cual se muestra en la Tabla 2-1, esta misma tabla al final del proceso iterativo posee únicamente a los mejores candidatos ordenados de forma descendente tal cual como se muestra en la Figura 5.

N de individuo	Desempeño	X1	X2 Xi ...	Xk
1					
2					
3					
....					
n					
Media					
Varianza					

Tabla 2-1: Orden del archivo de los mejores candidatos a solución

Ranking	Fitness	x_1	x_2	...	x_D
1st best	F_1		Optimization Variables		
2nd best	F_1				
...					
Last best	F_A				
Mean	---	\bar{x}_1	\bar{x}_2	...	\bar{x}_D
Shape	---	s_1	s_2	...	s_D

Figura 5: Estructura final del archivo de solución

Cada miembro de esta población "n" va a estar conformado de las variables de optimización $X_1, X_2 \dots X_k$ y a todos estos valores se les determina la media y la varianza, esto es de suma importancia ya que además de ser un indicador de lo diferentes que son cada candidato a solución, estas dan la forma a la función de mapeo para la descendencia. La media \bar{x}_i y la varianza v_i vienen dados por:

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(j) \quad (3)$$

$$v_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_i(j) - \bar{x}_i)^2 \quad (4)$$

2.2.1.1 Selección de X_{best}

El primero de todos los candidatos a solución serán denominado el padre X_{best} , que dará origen al siguiente miembro de la población. En realidad, se puede utilizar a cualquier miembro de la población para realizar el cruce y mutación, incluso el promedio de todas las variables; sin embargo, el dato X_{best} ha demostrado un mejor desempeño.

2.2.1.2 Creación de la descendencia

Para la descendencia es importante acotar que se debe tener en cuenta tres operaciones: selección, mutación y cruce.

Una vez seleccionado X_{best} se procede a seleccionar "m" datos de "k" dimensiones de las variables a optimizar; eso se debe a que la descendencia debe heredar ciertas características de su predecesor. Tal cual, como se muestra en la Tabla 2-2 que presenta los datos en color rojo los cuales serán modificados para obtener un nuevo miembro candidato a solución.

	x1	x2	x3	x _i	x _k
X _{best}									

Tabla 2-2: Selección de variables a mutar

En [20] se han estudiado cuatro diferentes metodologías de selección, cada una con diferente desempeño.

- Selección aleatoria
- Selección en el vecindario
 - Moviendo el grupo de selección por varios pasos
 - Moviendo el grupo de selección por pasos simples
- Selección secuencial

En la Figura 6 [20]–[22], se muestran las diferentes metodologías empleadas para la selección de datos a mutar, dependiendo del tipo de problema de optimización, estos pueden tener mejor o peor desempeño.

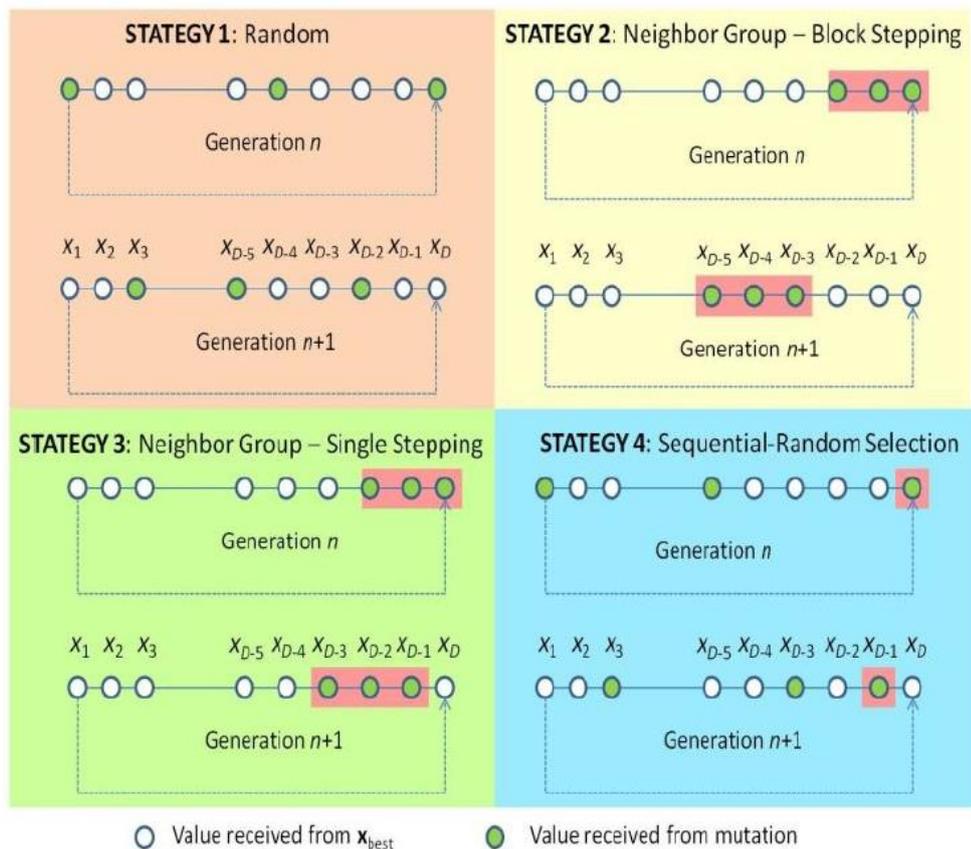


Figura 6: Tipos de selección para la mutación de X_{best}

Las diferentes estrategias de selección dependen del problema de optimización. Para este caso de estudio se utiliza la selección aleatoria. En algunos problemas de optimización las otras tres estrategias pueden tener mejor desempeño, sin embargo, esto no se puede generalizar y para determinar cuál es mejor se debe hacer un estudio individual para el caso de estudio.

2.2.1.3 Mutación

Luego de seleccionar los valores de X_{best} a mutar, se generan valores aleatorios de las variables X_i en un rango de $[0,1]$ con una distribución normal, tal cual se muestra en la siguiente expresión.

$$x'_i = aleatorio() \quad (5)$$

Estos valores aleatorios son ingresados en la función de mapeo para generar un nuevo grupo de variables, las variables mutadas del X_{best} para la descendencia. La función de mapeo es la siguiente:

$$x_i = h_x + (1 - h_1 + h_0).x'_i - h_0 \quad (6)$$

Donde:

X_i = Nuevo valor mutado de la variable de optimización.

X'_i = Variable de optimización generada aleatoriamente

h_x, h_1, h_0 = Funciones h .

En la Figura 7 [21], se muestra la curva típica que presenta la función de mapeo esta no es "estática" y cambia su forma en cada iteración a fin de estabilizar el resultado X_i óptimo.

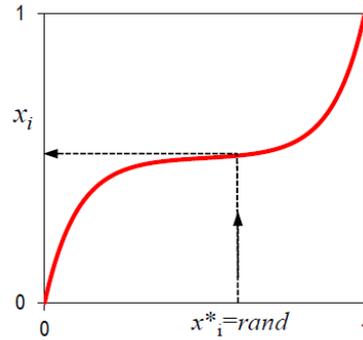


Figura 7: Curva típica de la función de mapeo

La función h depende de la media \bar{x}_i y de los factores de forma (S_1, S_2) , que como su nombre lo indican son aquellos que le dan forma a la función de mapeo en cada iteración. La estructura de la función se la presenta a continuación:

$$h(\bar{x}_i, S_1, S_2, x) = \bar{x}_i \cdot (1 - e^{-x \cdot S_1}) + (1 - \bar{x}_i) \cdot e^{-(1-x) \cdot S_2} \quad (7)$$

Donde h_x , h_1 y h_0 se definen como:

$$h_x = h(x = x_i') \quad h_1 = h(x = 1) \quad h_0 = h(x = 0) \quad (8)$$

Cabe recalcar que debido a la construcción de esta función la resultante siempre estará en el rango de $[0,1]$, lo que da como resultado X_i entre estos valores.

Los valores de S_1 y S_2 son los factores de forma de la función h , los cuales afectan a la forma de la función en la que se realiza la búsqueda de los valores mutados. La afectación de los factores de forma a la función de mapeo se ve reflejada en la Figura 8 [20], [21].

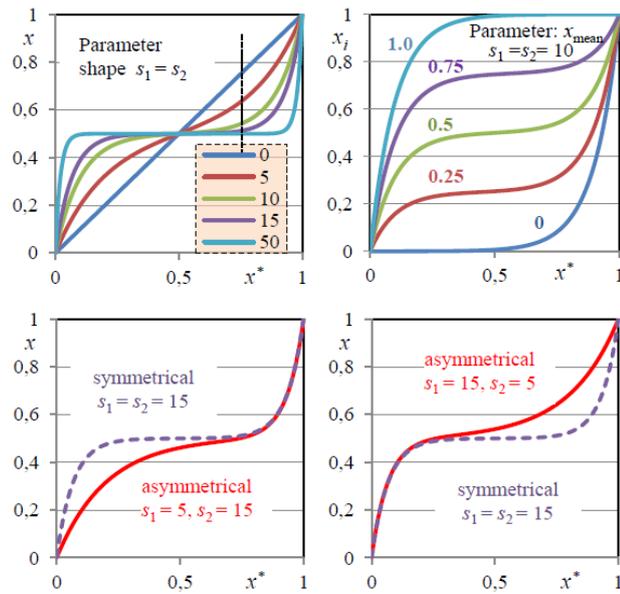


Figura 8: Efectos de los factores de forma en la función de mapeo

Para poder determinar los factores de forma para cada iteración se utiliza el siguiente algoritmo:

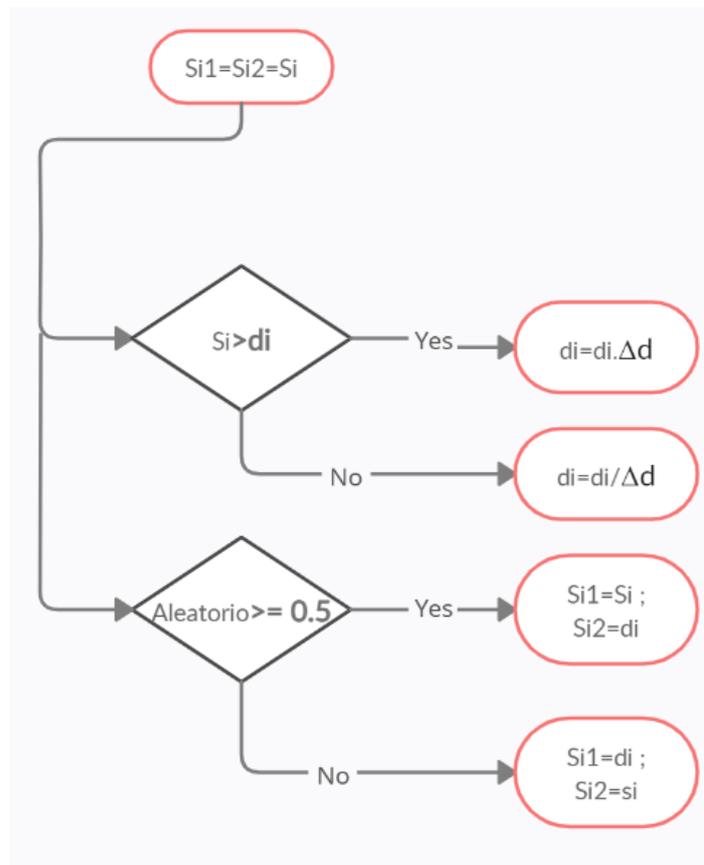


Figura 9: Algoritmo para determinar los factores de forma S1 y S2

2.2.1.4 Cruce

Con la función de mapeo se logra mutar "m" dimensiones que conforman X_{best} de un total de "k" dimensiones. El conjunto de variables (m-k) que no han sido mutadas deben heredar las mismas características de X_{best} para poder completar la formación del nuevo candidato a solución. La Figura 10 detalla gráficamente el proceso.

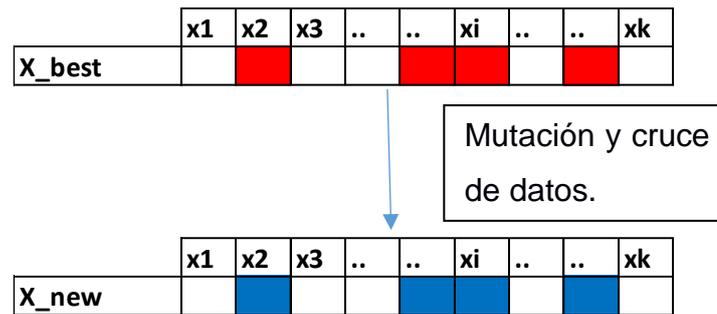


Figura 10: Cruce y mutación de datos

Donde:

Rojo = Datos seleccionados para la mutación

Azul = Datos mutados gracias a la función de mapeo

Blanco = Datos heredados por X_{best}

Este nuevo candidato a solución ingresa a la matriz de solución siempre y cuando su desempeño sea mejor que los actuales candidatos a solución, dando origen a una nueva distribución de posibles soluciones. Este proceso evolutivo ha dado como resultado una nueva generación de individuos que se encuentran mejor adaptados al problema de optimización.

Para realizar la evaluación del desempeño del resultado se deben desnormalizar los resultados obtenidos mediante la siguiente expresión.

$$x_{denor} = [x_{norm} \cdot (x_{max} - x_{min})] + x_{min} \quad (9)$$

Con el valor x_{denor} se procede a realizar la evaluación de la función objetivo cuya expresión general se presenta en (10).

$$\min f(x_{denorm})$$

(10)

La nueva tabla de resultados genera nuevos valores de media y varianza, la cual puede direccionar la búsqueda de los siguientes candidatos a solución. El algoritmo detiene su búsqueda cuando cumple un criterio de convergencia o alcanza un número máximo de iteraciones.

Este método es denominado de una sola partícula debido a que un solo valor ($f(x)$) es el indicativo del desempeño del candidato a solución, y mientras transcurren más iteraciones este desempeño mejora hasta alcanzar la convergencia. Debido a que trabajan con números aleatorios, la curva del desempeño del algoritmo varía cada vez que se realiza una simulación, sin embargo, todos los experimentos convergen a un mismo valor. Un ejemplo del carácter aleatorio de la evolución de la metodología del MVMO se presenta en la Figura 11, en la cual se evidencia cuatro comportamientos diferentes pero mismo punto de optimización.

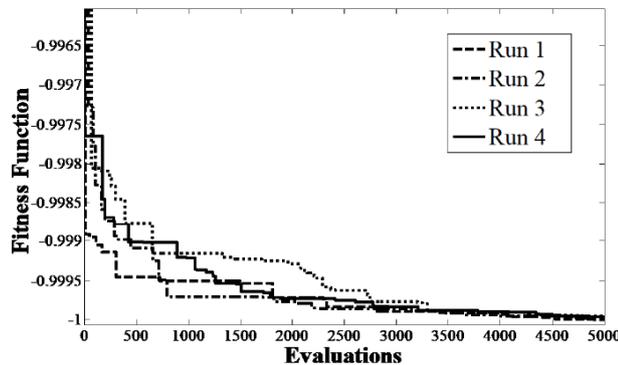


Figura 11: Ejemplo del desempeño del MVMO para el dimensionamiento del despacho de energía reactiva en IEEE 30 barras [23]

2.3 Optimización de protecciones en microrredes

Las microrredes en la actualidad forman parte del desarrollo de las redes eléctricas que contemplan la integración de generación distribuida. Este tipo de generación por lo general es renovable y ayuda en la lucha contra el cambio climático: además, debido a esta topología hay mejoras en la reducción de las pérdidas de potencia debido a la transmisión de energía. Sin embargo, las protecciones eléctricas se encuentran con varios problemas para la coordinación de las curvas de operación como resultado de los flujos de potencia bidireccionales que implican diferentes zonas de operación del relé.

El problema de la coordinación en las protecciones eléctricas ha sido modelado como un problema de optimización heurística. En el presente trabajo se realiza la optimización del tiempo de operación de los relés mediante tres parámetros de optimización: dial de tiempo (TMS), corriente de pick up (I_{pickup}) y curva característica (IEEE o IEC).

Las curvas características de la norma IEEE se las modela mediante la siguiente formula (11).

$$t_{if} = TMS_i \left(\frac{A}{\left(\frac{I_f}{I_{pickup}} \right)^B} + C \right) \quad (11)$$

Donde:

t_{if} = Es el tiempo de operación del relé i para la falla f

A, B y C = Constantes de forma para el tipo de curva

I_f = Corriente de falla.

I_{pickup} = Corriente mínima de operación

TMS = Dial de tiempo

Para las diferentes curvas definidas en la norma IEEE se tienen los parámetros indicados en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3: Parámetros de las curvas características IEEE [11]

Tipos de características	A	B	C
Moderadamente inverso	0,0103	0,02	0,0228
Muy inverso	3,922	2	0,0982
Extremadamente inverso	5,64	2	0,0243
Inverso	8,9341	2,0938	0,17966
Inverso corto	0,2663	1,2969	0,03393
Inverso largo	5,6143	1	2,18592

Las curvas características de la norma IEC se las modela mediante la siguiente formula, muy similar a la IEEE:

$$t_{if} = \frac{A.TMS_i}{\left(\frac{I_f}{I_{pickup}} \right)^{B-1}} \quad (12)$$

Los parámetros de las curvas definidas en la norma IEC son los indicados en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4: Parámetros de las curvas características IEC [11]

Tipos de características	A	B
Inversa de tiempo corto	0.05	0.04
Inversa estándar	0.14	0.02
Muy inversa	13.5	1
Extremadamente inversa	80	2
Inversa de tiempo largo	120	1

2.3.1 Función objetivo

Para el problema de optimización de los parámetros de las protecciones eléctricas es necesario definir la función objetivo a minimizar por el MVM0. Para cada escenario del sistema, las protecciones deben quedar ajustadas para accionar al mínimo tiempo de operación. Para el presente proyecto la función objetivo es la sumatoria de todos los tiempos de operación tal cual se indica en la siguiente expresión.

$$\text{minimizar } \sum_{i=1}^m \sum_{f=1}^n t_{if} \quad (13)$$

Donde t_{if} es el tiempo de operación del relé "i" ante la falla "f", mientras que, "m" es el número total de relés y "n" el número total de fallas.

Sujeto a:

$$t_{jf} - t_{if} \geq CTI$$

$$t_{if} = TMS_i \left(\frac{A}{\left(\frac{I_{fi}}{I_{pickup_i}} \right)^B - 1} + C \right)$$

$$t_{i \min} \leq t_{if} \leq t_{i \max}$$

$$TMS_{i \min} \leq TMS_i \leq TMS_{i \max}$$

$$I_{pickup_{i \min}} \leq I_{pickup_i} \leq I_{pickup_{i \max}}$$

$$\text{Curva estandar IEEE o IEC} \in \Omega$$

El *CTI (Coordination Time Interval)* es la diferencia mínima de tiempo que existe entre la protección principal y la de respaldo.

2.4 Simulaciones

La microrred del caso de estudio fue implementada en el software PowerFactory, versión 2021. Esta contiene generación distribuida en forma de energía fotovoltaica, eólica y también inyección de potencia mediante baterías. Para el cálculo de cortocircuitos se utiliza la normativa IEC 60909-2016 y para las simulaciones del algoritmo MVMO se usa Matlab 2021a.

La Figura 12 muestra la microrred utilizada en el presente trabajo, consta de un anillo simple a 13,8 KV y una pequeña sección ramificada, con cuatro generadores y tres cargas.

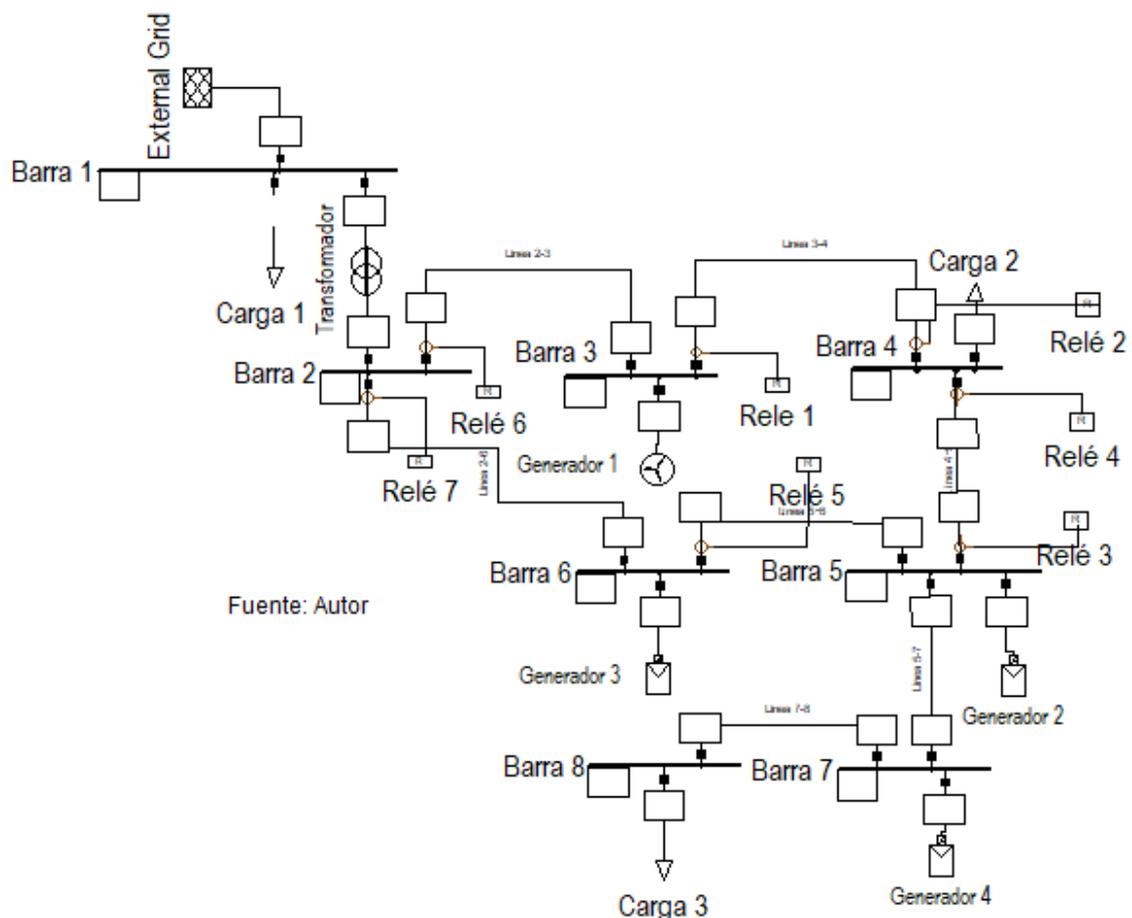


Figura 12: Microrred del caso de estudio

El detalle de la microrred de ejemplo se encuentra en el **APENDICE 1**.

2.5 Coordinación de protecciones

En el proceso de coordinación de protecciones se utilizó el algoritmo MVMO implementado en MATLAB, mediante el cual se realiza la optimización de las curvas de protección de sobrecorriente IEEE e IEC, minimizando el tiempo de operación y manteniendo el margen de operación entre la protección primaria y la protección de respaldo. Los datos que se deben ingresar en el algoritmo son:

- Corrientes de falla que detectan los respectivos relés.
- Corrientes de falla que detectan los relés con función de respaldo.
- Distribución de los relés.
- Factor de escalamiento de forma f_s .
- Qué tipo de protección se usa, IEEE o IEC (inversa, muy inversa, extremadamente inversa).
- Coordinación del intervalo de tiempo entre relés.
- Δdo (valor entre 0.01 y 0.04 para determinar la variación de los valores de forma).
- Dial de tiempo mínimo y máximo de los relés.
- Tiempo de operación de los relés (mínimo y máximo).
- Corriente de *pickup* mínimo y máximo.
- Cantidad de miembros en la población de la matriz de candidatos a solución.
- Cantidad de genes a mutar de *xbest*.

El algoritmo se encuentra en el **APENDICE 2**, cabe recalcar que para cada una de las restricciones del problema se han realizado artificios matemáticos a fin de que cada miembro candidato a solución se encuentre dentro de los límites establecidos previamente, las consideraciones son:

- La primera población de los candidatos a solución es generada aleatoriamente, no obstante, estos al tener un pobre desempeño pueden generar datos fuera de los límites establecidos los cuales son descartados.
- Si la corriente de *pickup* es mayor a la corriente de falla, esta es corregida a valores menores para evitar el cálculo de tiempo de operación negativos. Para este proceso se estableció un bucle mediante el cual se le hace una reducción del 5% hasta ser menor que la corriente de falla.

- Si el tiempo de operación está fuera de los límites definidos se realiza modificaciones en la corriente de *pickup* y en el *TMS* hasta que se encuentre dentro de los límites.
- Si el tiempo de la protección de respaldo menos el tiempo de la protección principal es menor que el tiempo mínimo de coordinación de la protección, se establecen modificaciones en la protección de respaldo a fin de cumplir la correcta coordinación, aumentando *TMS* y la corriente de *pickup* en la medida de lo posible.
- Para obtener una coordinación de las protecciones eléctricas en todo un sistema es necesario realizar las fallas en todos los equipos ya que las protecciones de respaldo en relés a los cuales no se les ha definido la protección principal carecerán de esta, y solo estarán optimizadas para ser usadas como protección de respaldo.

2.5.1 Norma IEC 60909 para el cálculo de corrientes de falla

La norma más representativa para el cálculo de corrientes de cortocircuito en las DER es la IEC 60909-2016 [24], [25]. Esta realiza el modelado del sistema mediante la modificación del voltaje en el cortocircuito con una constante C_{max} normalizada.

La normativa IEC 60909 tipifica la metodología a seguir para el cálculo de corrientes de cortocircuito. Esta llega a ser de vital importancia para el desarrollo de equipamiento primario y secundario de sistemas de potencia.

Actualmente existen dos versiones de esta normativa que se encuentran vigentes la IEC 60909-2001 que se enfoca en la corrientes de cortocircuito de las maquinas rotativas, y la IEC 60909-2016 que es una extensión de la normativa del 2001 y que añade la influencia de la generación distribuida basada en inversores a la corriente de cortocircuito [25]. Por facilidad matemática en la normativa no se toma en cuenta las admitancias en paralelo, cargas no giratorias ni cargas monofásicas a menos que estén conectadas al conductor neutro [24].

Estos sistemas de generación dependen de los controles que realiza el inversor para poder despachar la energía activa y reactiva a la red. Ante un evento de falla este sistema de control debe proveer corriente de cortocircuito, la cual de por sí ya es limitada. Por este motivo, un modelo de impedancia y fuente de tensión no es apropiada [26].

La contribución de corriente de cortocircuito de los *IBG (Inverted Based Generators)* viene dado por una constante de proporcionalidad que depende del fabricante, aunque también viene normalizada para niveles de tensión específicos. Además, debido a este comportamiento, este tipo de generadores no pueden ser reducidos en sistemas equivalentes, ya que estos no representarían a fidelidad el comportamiento transitorio de falla [26]. Los valores de la constante de proporcionalidad utilizada en la norma IEC 60909-2021 se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2-5: Factor *c* para el cálculo de corrientes de cortocircuito [25]

Voltaje nominal del sistema	Máxima corriente de cortocircuito	Mínima corriente de cortocircuito
Bajo voltaje Desde 100 V a 1000 V (IEC 60038:2009, Tabla 1)	C_{max} $1,05^c$ $1,10^d$	C_{min} $0,95^c$ $0,90^d$
Alto voltaje Desde 1 KV hasta 230 KV (IEC 60038:2009 Tablas 3,4)	1,10	1,00

2.5.2 Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas de un sistema deben proporcionar [27]:

- **Fiabilidad:** La protección debe actuar con seguridad y efectividad ante cualquier evento de falla, todas las etapas para el proceso de apertura del disyuntor deben cumplirse con efectividad.
- **Selectividad:** Es la capacidad de detectar fallas en su zona de operación, y de discernir de aquellas fuera de esa zona. En caso de que suceda una falla fuera de su área de vigilancia esta debe permitir el actuar de otras protecciones.
- **Sensibilidad:** La protección debe distinguir entre eventos de falla de aquellas que no lo son, como es el caso de corrientes de *Inrush*.

- **Rapidez:** Una vez detectada la falla, esta debe ser despejada lo más rápido posible a fin de disminuir los efectos dañinos de la sobrecorriente en los equipos protegidos.
- **Economía y Simplicidad:** Se debe evitar complejidades innecesarias además de evitar la extensión de la falla al sistema para evitar pérdidas económicas.

2.5.3 Protección de sobrecorriente

Esta protección consta de un relé que actúa cuando una corriente excede un valor determinado, y su principal característica es en el tiempo de actuación en el cual se tiene [28]:

- Característica instantánea (50): Con actuación casi instantánea de alrededor de 3 ciclos o 0,05 s.
- Característica con retraso de tiempo (51): Esta protección ya posee un retraso intensional de tiempo y puede ser de:
 - Tiempo definido
 - Tiempo inverso

Para el caso del presente proyecto se utilizan las características de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso, cuyas características vienen dadas por la IEEE y la IEC.

2.5.4 Escenarios de operación

En el presente caso de estudio se plantean cuatro escenarios de operación, tal cual se detalla en la Tabla 2-6. El sistema en cada escenario presenta una operación diferente con nuevos flujos de potencia y diferentes niveles de cortocircuito.

Tabla 2-6: Escenarios de operación definidos en la microrred del caso de estudio

Escenario de operación	Red	G1	G2	G3	G4
OM1	conectada	encendido	encendido	encendido	encendido
OM2	conectada	encendido	apagado	encendido	apagado
OM3	conectada	apagado	encendido	apagado	encendido
OM4	desconectada	encendido	encendido	encendido	encendido

Para todos los escenarios de operación se seleccionan tres fallas en el sistema, como se muestra en la Figura 13:

- Falla 1: a 30% de la línea de transmisión entre las barras 3 y 4.
- Falla 2: a 60% de la línea de transmisión entre las barras 4 y 5.
- Falla 3: a 45% de la línea de transmisión entre las barras 5 y 6.

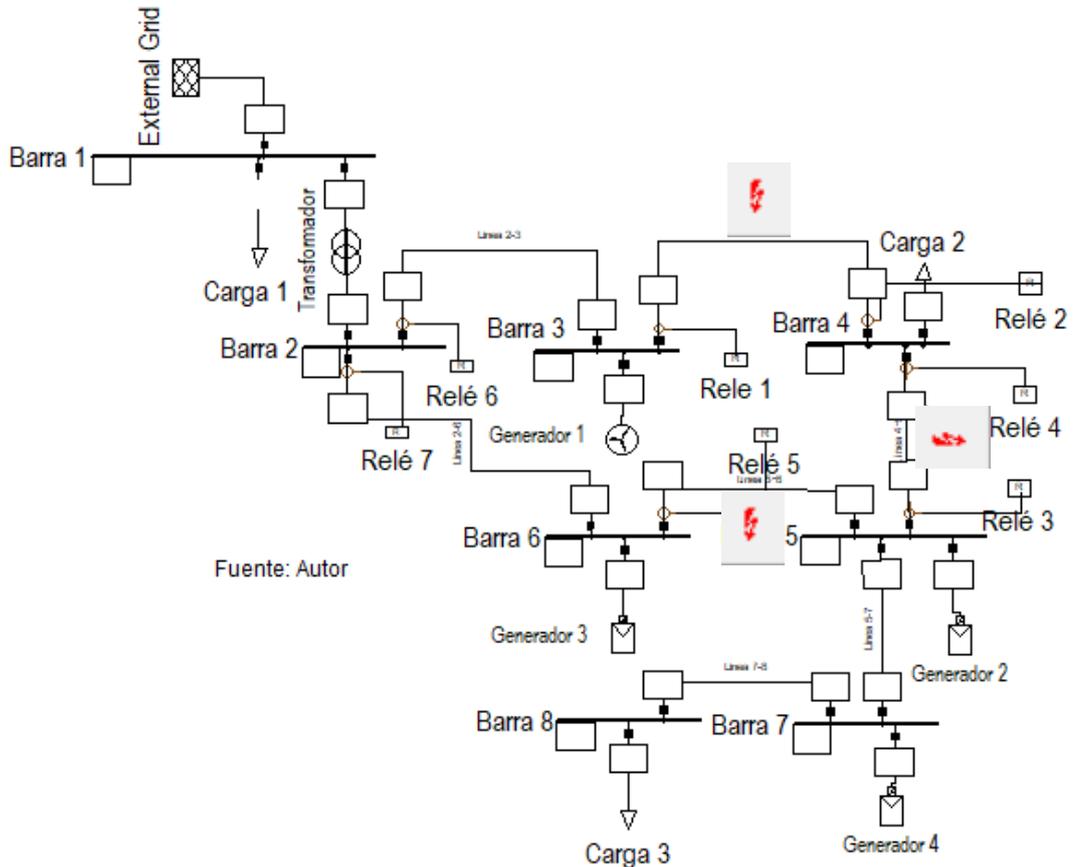


Figura 13: Fallas y relés de la microrred

En lo que respecta a los escenarios de operación, estos pueden ser muy variados. Todo cambio en la microrred que modifique el estado operacional, el flujo de potencia, o el nivel de cortocircuito, puede ser analizado independientemente con el MVMO con sus propias limitaciones. En este contexto se puede retirar o añadir cargas y generación, incluso realizar

escenarios de contingencias $n-1$. Para fines de este proyecto se planteó escenarios enfocados en el aporte de corriente de cortocircuito brindada por la generación distribuida.

Para efectos de la simulación se le asignó un valor numérico a cada una de las curvas de protección tipificadas en la norma IEEE e IEC, tal y como se muestra en la Tabla 2-7, de tal forma que el usuario puede seleccionar cualquiera de estas opciones según considere conveniente.

Se recomienda en lo posible que las curvas de protección primaria y de respaldo posean el mismo tipo de curva, ya que mezclar curvas podría resultar en un escenario en el cual no se posee una solución que cumpla con todos los límites de protecciones a la vez. Este comportamiento se muestra en la Figura 14.

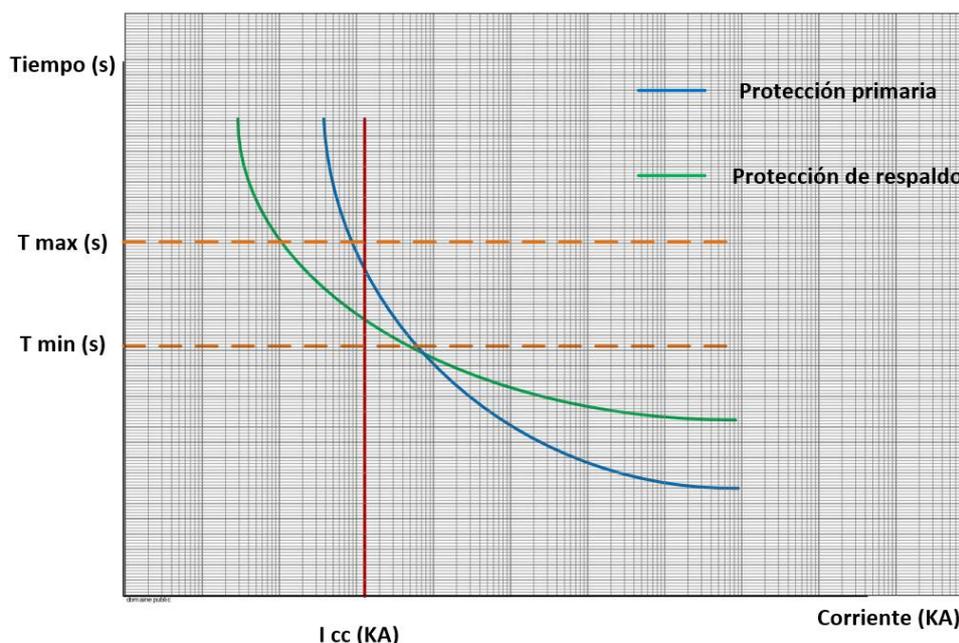


Figura 14: Conflicto entre curvas de operación

Para efectos de la simulación es necesario indicar el tipo de curva seleccionada para la protección, en este caso la definición de cada curva de operación viene dada por la Tabla 2-7 en el caso de IEEE y en la Tabla 2-8 para IEC.

Tabla 2-7: Valores de numéricos para la selección de curvas de protección IEEE

Características IEEE	Tipo de curva	Tipos de características	A	B	C
	1	Moderadamente inverso	0,0103	0,02	0,0228
	2	Muy inverso	3,922	2	0,0982
	3	Extremadamente inverso	5,64	2	0,0243
	4	Inverso	8,9341	2,0938	0,17966
	5	Inverso corto	0,2663	1,2969	0,03393
	6	Inverso largo	5,6143	1	2,18592

Tabla 2-8: Valores numéricos para la selección de curvas de protección IEC

Características IEC	Tipo de curva	Tipos de características	A	B
	7	Inversa de tiempo corto	0.05	0.04
	8	Inversa estándar	0.14	0.02
	9	Muy inversa	13.5	1
	10	Extremadamente inversa	80	2
	11	Inversa de tiempo largo	120	1

2.5.5 Estudio de flujo de potencia

Para cada escenario de operación se debe realizar el cálculo de flujo de potencia. Esto se puede diversificar de tal manera que se pueden analizar cargas mínimas o máximas. Para el presente proyecto solo se analizará una carga fija y lo que varía es la disponibilidad de las centrales de generación distribuida.

El principal objetivo de realizar el cálculo de flujo de potencia es para poder fijar la corriente de *pickup* en valores mayores a la corriente nominal, esto a fin de evitar que los relés tengan una operación indebida en condiciones que no existe falla o simplemente tienen una sobrecarga.

Para cada escenario de operación (OM) se necesita la corriente nominal que detecta cada uno de los relés. Para el caso de estudio del presente proyecto los resultados de los diferentes escenarios son detallados en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9: Corriente nominal de cada escenario de operación

Relés	OM1 (KA)	OM2 (KA)	OM3 (KA)	OM4 (KA)
Relé 1	0.036	0.163	0.028	0.016
Relé 2	0.035	0.165	0.029	0.017
Relé 3	0.028	0.125	0.019	0.032
Relé 4	0.029	0.123	0.020	0.032
Relé 5	0.041	0.129	0.032	0.044

Al realizar cada uno de los flujos de potencia se debe constatar que cumple con la regulación de voltaje de todas las barras de la microrred, ya que estas serán el voltaje pre-falla del sistema. Los resultados de los diferentes escenarios se detallan en la Tabla 2-10.

Tabla 2-10: Perfil de voltaje de la microrred

Número de barra	OM1		OM2		OM3		OM4	
	Voltaje (KV)	Angulo (Deg)						
1	230	0	230	0	230	0	230	0
2	13,8	0	13,8	-0,1	13,8	0	13,8	0
3	13,8	0,4	13,8	-1	13,7	0	13,8	0
4	13,8	0,3	13,7	-0,9	13,7	0	13,8	0
5	13,8	0,3	13,6	-0,7	13,7	0	13,8	0
6	13,8	0,2	13,7	-0,5	13,7	0	13,8	0
7	13,7	0,2	13,5	-0,9	13,6	-0,1	13,7	-0,1
8	13,6	0,3	13,3	-0,7	13,5	0	13,6	0,1

En la Figura 15 se indica la ubicación de cada uno de los relés del caso de estudio, y la numeración es tal cual se la define en los datos de ingreso del algoritmo.

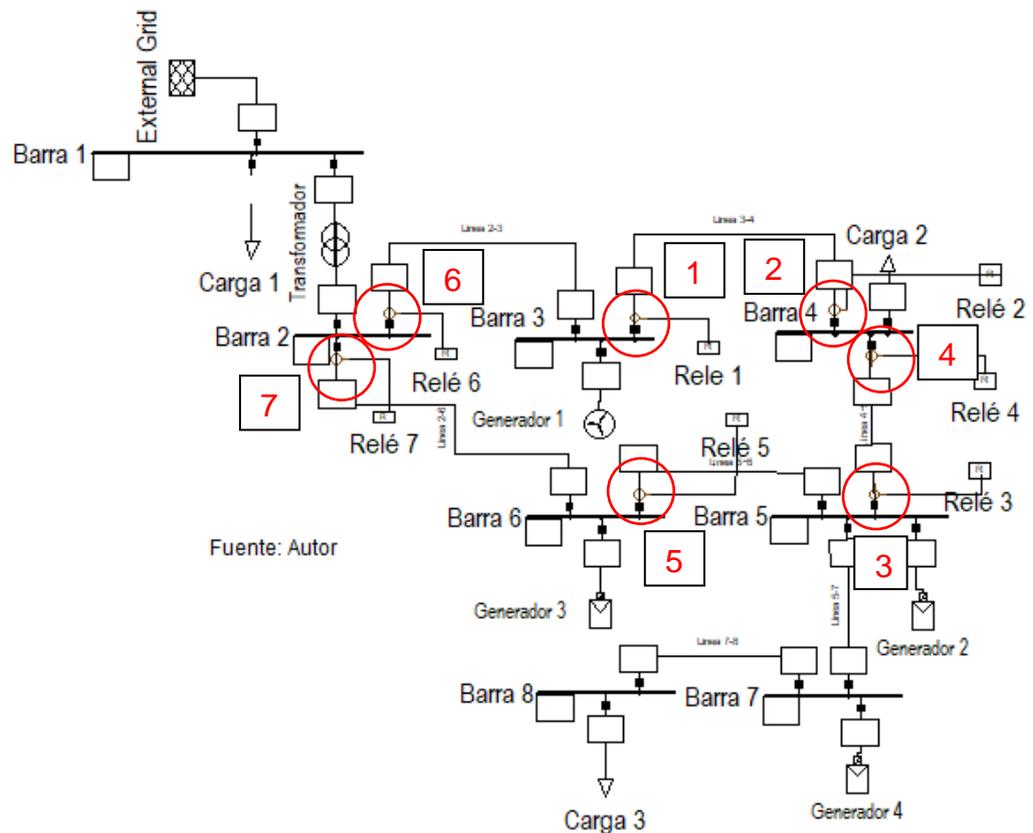


Figura 15: Ubicación de los relés de estudio

La generación distribuida se encuentra asignada de la siguiente manera:

- Generador 1: Generación eólica de 1,2 MW ubicado en la barra 3
- Generador 2: Generación fotovoltaica de 2 MW ubicado en la barra 5
- Generador 3: Generación fotovoltaica de 1 MW ubicado en la barra 6
- Generador 4: Generación fotovoltaica de 1,9 MW ubicado en la barra 7

La ubicación de la generación se la presenta en la Figura 16, y esta, en su totalidad debe tener la capacidad de abastecer a toda la carga en el modo de operación en isla.

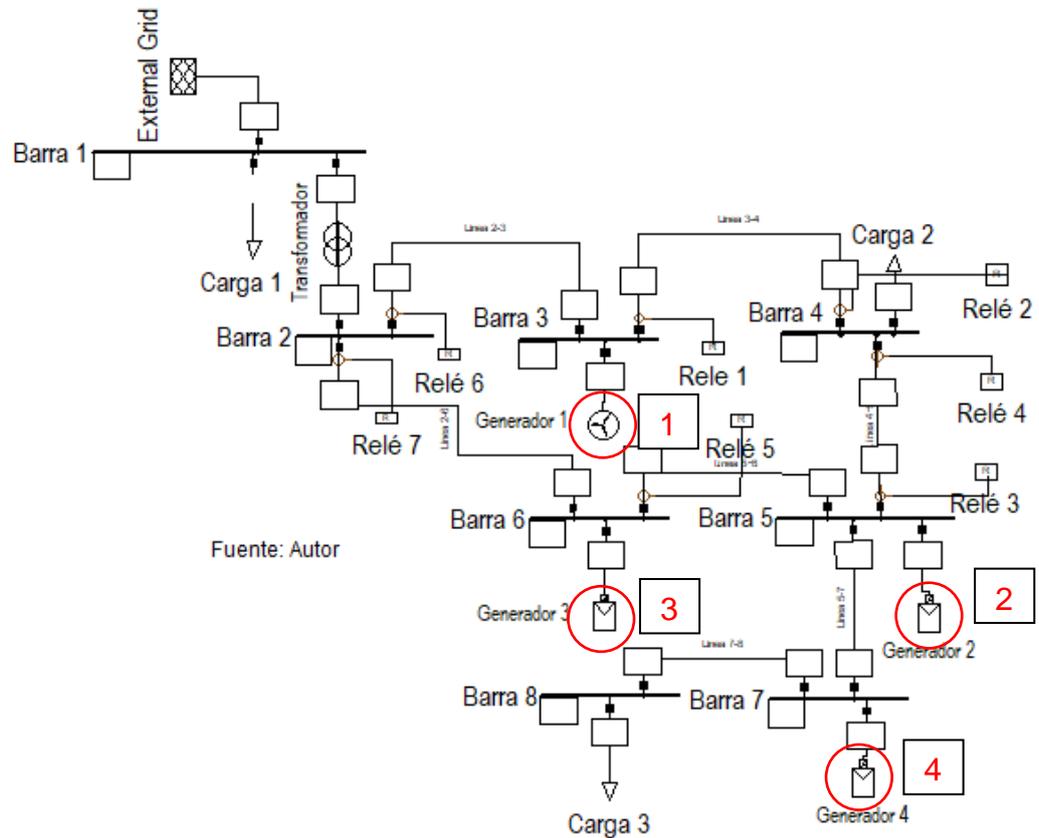


Figura 16: Ubicación de cada generador en la microrred

2.5.6 Estudio de cortocircuito

Los cortocircuitos que se analizan en el presente proyecto son trifásicos, esto a modo de ejemplo, aunque también se pueden realizar escenarios de operación ante diferentes tipos de cortocircuitos. Los resultados a tener en cuenta en la simulación de PowerFactory para el ingreso de los datos en el algoritmo MVMO de Matlab son:

- Corriente que pasa por los relés en estado nominal (Flujo de potencia).
- Corriente que pasa por los relés en estado de falla, tanto en la protección primaria como de respaldo.
- Mediante las corrientes anteriores definir las corrientes de *pickup* mínimo y máximo.
- Definir los tiempos de operación mínimos y máximos, además del tiempo de coordinación entre la protección primaria y la de respaldo.
- Definir las curvas de operación de cada relé.

Para los relés de protección no es ningún inconveniente detectar las corrientes de falla, el principal problema en las microrredes es discriminar las corrientes de falla de las corrientes nominales del sistema, ya que puede que no exista gran diferencia entre estas y los relés tengan un mal funcionamiento. En este contexto se puede realizar cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos sin ningún inconveniente de que sean incompatibles con el MVMO, ya que el presente algoritmo se enfoca principalmente en el nivel de cortocircuito más que en la naturaleza de este.

2.5.6.1 Primer escenario de operación

El primer escenario comprende la operación de toda la microrred conectada con la red convencional y todas las unidades de generación. A esta microrred se le realiza la simulación de fallas tal y como se definió en la Figura 13, y se llena la Tabla 2-11 para el ingreso de datos al MATLAB de la siguiente manera.

Tabla 2-11: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el primer escenario de operación

Relé principal	Corriente de falla de relé principal (KA)	Relé de respaldo	Corriente de falla del relé de respaldo (KA)	Corriente pick up mínimo (KA)	Corriente pick up máximo (KA)	Corriente pick up máximo del respaldo (KA)
1	5,820	6	5,200	0,1	3	3
2	4,710	3	4,710	0,1	3	3
3	6,400	5	5,360	0,1	3	3
4	4,350	1	4,350	0,1	3	3
5	7,240	7	6,770	0,2	3	3

En la Tabla 2-11 se muestran las corrientes de cortocircuito que detectan los relés ante cada evento de falla. Cabe mencionar que las corrientes son elevadas debido a la conexión con la red convencional, la cual provoca que ante un evento de falla el mayor aporte de corriente de cortocircuito venga desde los generadores síncronos del sistema de potencia.

El orden de los relés principal y de respaldo viene directamente de la topología de la red. En este proyecto ya se han indicado las dificultades de la direccionalidad de la corriente de cortocircuito en una microrred, así que este orden se lo brinda al algoritmo para que pueda realizar la respectiva coordinación.

La corriente *pickup* mínima debe siempre ser mayor a la corriente del escenario de operación para evitar operación indebida, mientras que la corriente de *pickup* máxima no puede ser mayor a la corriente de cortocircuito, caso contrario el algoritmo MVMO se verá imposibilitado de encontrar una solución ya que no existe ninguna curva que se active ante ese evento de falla.

Para efectos del primer escenario de operación las curvas seleccionadas para la coordinación de protecciones fue IEEE inversa. Tal cual lo indica la Tabla 2-12 el dato de ingreso para el MVMO sería:

Tabla 2-12: Características de curvas de protección del primer escenario de protección

Número de relé	Tipo de curva seleccionada	Nomenclatura
1	4	IEEE I
2	4	IEEE I
3	4	IEEE I
4	4	IEEE I
5	4	IEEE I
6	4	IEEE I
7	4	IEEE I

En lo que respecta a los parámetros de simulación, estos dependen de los límites a los que se desea que la protección actúe y están sujetos a estudios de estabilidad y confiabilidad, pero para efectos del presente escenario de operación únicamente se brindará valores a un rango de operación prudente, tal y como se indica en la Tabla 2-13.

Tabla 2-13: Parámetros de simulación del primer escenario de operación

Parámetros de simulación	Valor
Tiempo mínimo de protección de respaldo	0,3
Tiempo máximo de protección de respaldo	0,7
Dial de tiempo mínimo	0,5
Dial de tiempo máximo	3,2
Tiempo de operación mínimo	0,3
Tiempo de operación máximo	1,18

2.5.6.2 Segundo escenario de operación

El segundo escenario de operación se presenta con la desconexión del generador dos y el generador cuatro, tal y como se indica en la Figura 17. Donde los símbolos en verde representan que el equipo se encuentra disponible mientras que en rojo que el equipo esta desconectado.

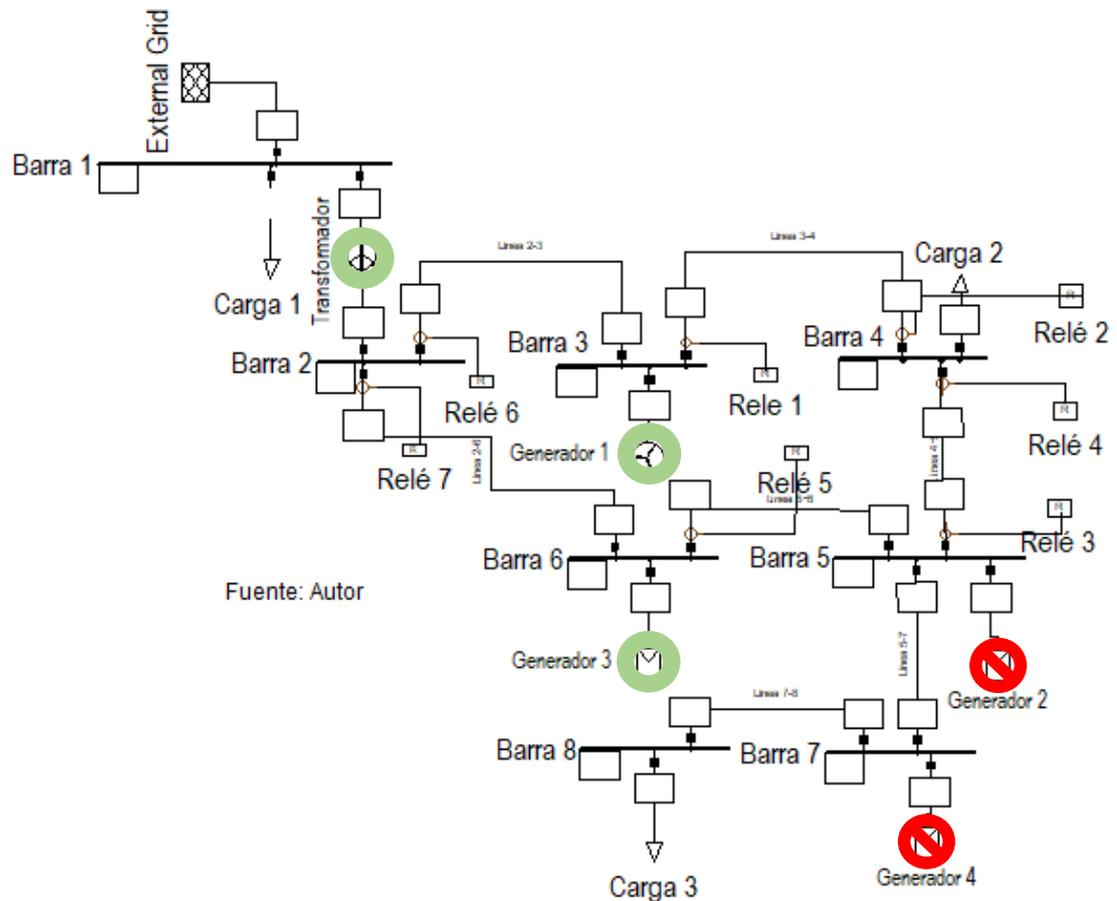


Figura 17: Esquema de trabajo del segundo escenario de operación

Los generadores desconectados al tener poca participación tanto en el despacho de energía como en el aporte de la corriente de cortocircuito, los valores de la corriente de falla y la corriente del relé de respaldo son similares a los presentados en el primer escenario. Así que, a diferencia del primer escenario, en este caso se realizó la simulación del MVMO probando la coordinación de las protecciones mediante la curva IEEE extremadamente inversa. La Tabla 2-14 muestra los valores de las corrientes de cortocircuito y los rangos de búsqueda implementados en el MVMO para el presente escenario de operación.

Tabla 2-14: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el segundo escenario de operación

Relé principal	Corriente de falla de relé principal (KA)	Relé de respaldo	Corriente de falla del relé de respaldo (KA)	Corriente pick up mínimo (KA)	Corriente pick up máximo (KA)	Corriente pick up máximo del respaldo (KA)
1	5,810	6	5,190	0,1	2	2
2	4,140	3	4,140	0,1	2	2
3	5,120	5	5,120	0,1	2	2
4	4,580	1	4,580	0,1	2	2
5	7,240	7	6,770	0,2	2	2

En el segundo escenario de operación como valor diferenciador se decidió reducir el valor de la corriente máxima de *pickup* que puede obtener mediante el algoritmo, esto con el fin de poder observar las implicaciones que estos valores podrían generar en la selección de la mejor solución de parámetros de protección.

La diferencia de corriente de cortocircuito no es muy elevada en comparación con la corriente de cortocircuito del primer escenario, sin embargo, este escenario está planteado de tal forma que se pueda tener en cuenta un diferente modo operativo que el nominal y comprobar que el MVMO puede optimizar estos parámetros de protección. Se puede realizar una analogía con escenarios de operación a máxima carga y a mínima carga, con contingencias y conectado en isla.

Un dato de vital importancia es el tipo de curva de protección a ser implementada, para el ingreso de estos datos se realiza la Tabla 2-15 como dato de ingreso para el MVMO.

Tabla 2-15: Características de curvas de operación del segundo escenario de operación

Número de relé	Tipo de curva seleccionada	Nomenclatura
1	3	IEEE EI
2	3	IEEE EI
3	3	IEEE EI
4	3	IEEE EI
5	3	IEEE EI
6	3	IEEE EI
7	3	IEEE EI

En lo que respecta a los parámetros de simulación al no tener una diferencia tan grande con el primer escenario de operación se puede utilizar los mismos parámetros. No obstante, se debe realizar una evaluación con la curva de operación seleccionada, en este caso la IEEE extremadamente inversa, ya que es posible que por las características de la curva y por los límites impuestos al programa, la mínima solución posible no se encuentre en el rango óptimo de operación.

Los datos de los parámetros de simulación para el MVMO se presentan en la Tabla 2-16, estos definen el rango de búsqueda de todas las posibles soluciones de la metodología.

Tabla 2-16: Parámetros de simulación del segundo escenario de operación

Parámetros de simulación	Valor
Tiempo mínimo de protección de respaldo	0,3
Tiempo máximo de protección de respaldo	0,7
Dial de tiempo mínimo	0,5
Dial de tiempo máximo	3,2
Tiempo de operación mínimo	0,2
Tiempo de operación máximo	1,18

2.5.6.3 Tercer escenario de operación

El tercer escenario de operación plantea la desconexión del primer generador y del tercer generador. Tal y como se muestra en la Figura 18.

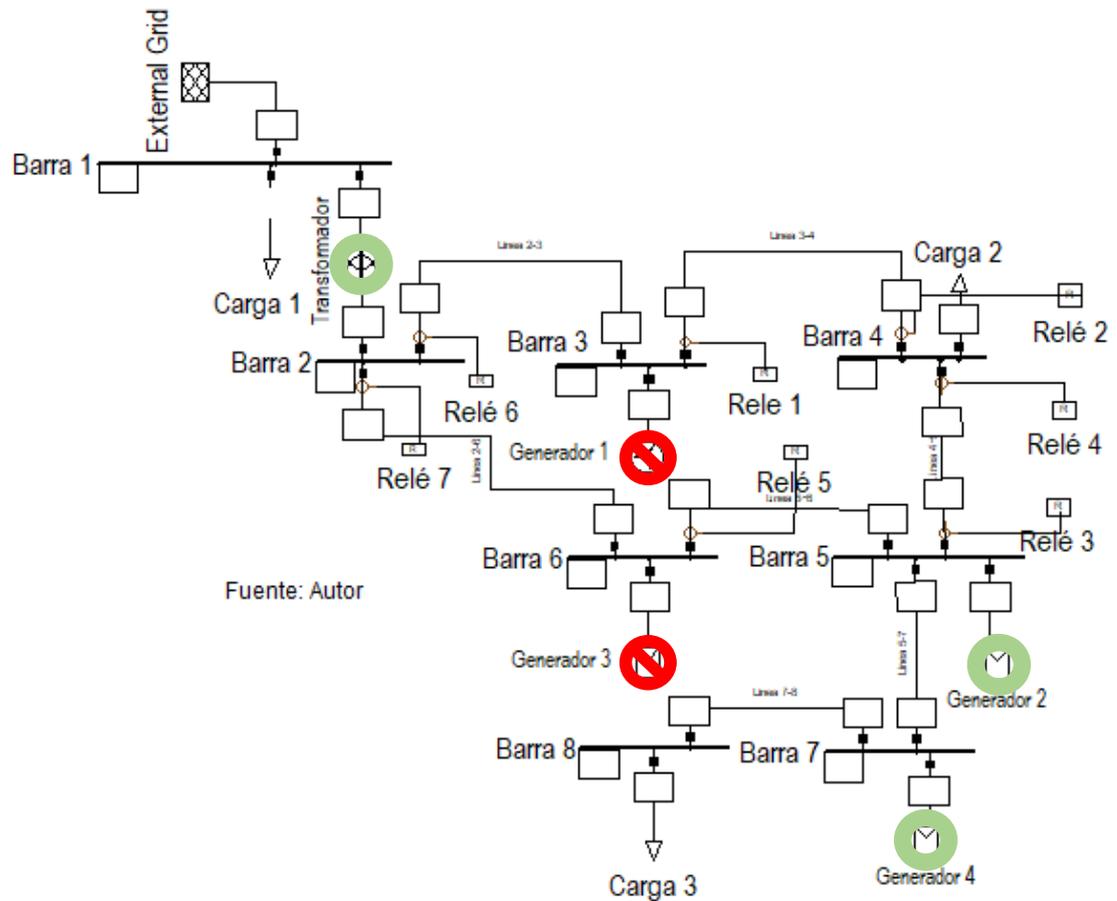


Figura 18: Esquema de trabajo del tercer escenario de operación

Al no tener estos generadores el aporte a la corriente de cortocircuito también difiere del escenario anterior. Sin embargo, la cantidad de potencia es similar a la de los otros dos generadores desconectados del segundo escenario de operación, así que en lo que respecta a flujo de potencia no hay mucha diferencia en los valores nominales de corriente.

Al no poseer los generadores mencionados anteriormente, cuando se dé el evento de cortocircuito, estos ya no brindaran ningún aporte a la corriente de cortocircuito. Esto se puede evidenciar en la Tabla 2-17 cuando el primer relé y el sexto relé no presentan diferencia de corriente de cortocircuito, ya que estarían en serie.

Tabla 2-17: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el tercer escenario de operación

Relé principal	Corriente de falla de relé principal (KA)	Relé de respaldo	Corriente de falla del relé de respaldo (KA)	Corriente pick up mínimo (KA)	Corriente pick up máximo (KA)	Corriente pick up máximo del respaldo (KA)
1	5,260	6	5,260	0,1	2	2
2	4,560	3	4,560	0,1	2	2
3	6,150	5	5,120	0,1	2	2
4	4,030	1	4,030	0,1	2	2
5	6,830	7	6,830	0,2	2	2

En el tercer escenario de operación se utilizan las características de protección IEC muy inversa, tal cual lo indica la Tabla 2-18, esto con la finalidad de tener un nuevo caso de estudio para el MVMO. Cabe recalcar que tanto la curva de operación como los parámetros de simulación van de la mano, y para el presente caso de estudio la característica IEC muy inversa requirió unos leves cambios en los parámetros de protección, comparado con los dos primeros escenarios, como es el caso del tiempo de operación mínimo y tiempo de operación máximo.

Al igual que los anteriores escenarios se debe indicar el tipo de curva de protección a utilizar, para este caso se escogió la IEC VI, tal cual como se indica en la Tabla 2-18.

Tabla 2-18: Características de curvas de operación del tercer escenario de operación

Número de relé	Tipo de curva seleccionada	Nomenclatura
1	9	IEC VI
2	9	IEC VI
3	9	IEC VI
4	9	IEC VI
5	9	IEC VI
6	9	IEC VI
7	9	IEC VI

Todos los parámetros de protección presentados en la Tabla 2-19 están estrictamente ligados a las necesidades del sistema. En caso de que el MVMO no pueda encontrar una solución dentro de estos límites de operación se debe buscar una nueva curva de operación.

Tabla 2-19: Parámetros de simulación del tercer escenario de operación

Parámetros de simulación	Valor
Tiempo mínimo de protección de respaldo	0,3
Tiempo máximo de protección de respaldo	0,7
Dial de tiempo mínimo	0,5
Dial de tiempo máximo	3,2
Tiempo de operación mínimo	0,3
Tiempo de operación máximo	1,45

2.5.6.4 Cuarto escenario de operación (Operación en isla)

Este último escenario presenta la operación de la microrred en modo isla, el cual posee todas las unidades de generación activas pero la microrred desconectada de la red convencional. Tal y como se muestra en la Figura 19.

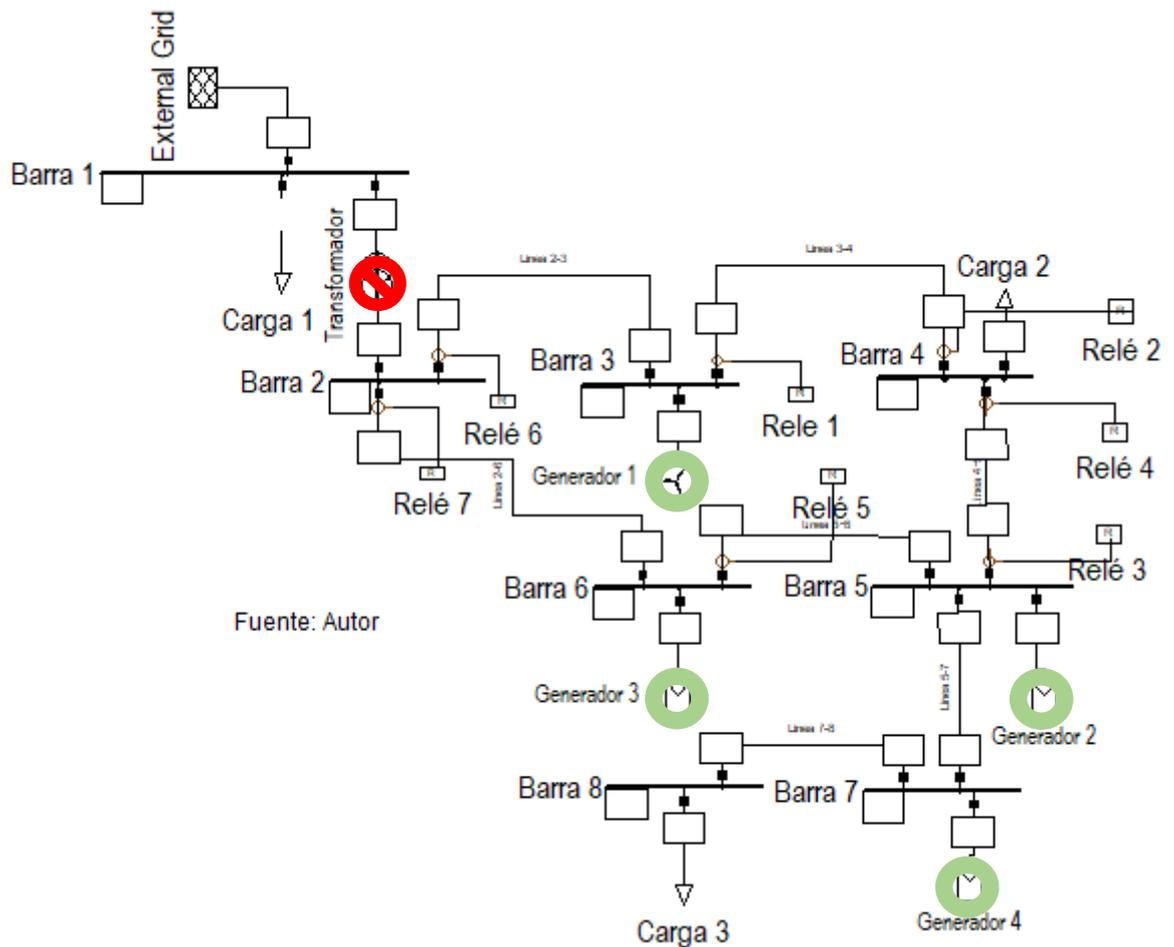


Figura 19: Esquema de trabajo del cuarto escenario de operación

Este proyecto fue desarrollado de tal forma que no hay una diferencia muy grande de la corriente nominal de la microrred, tanto en el modo conectado a la red, como en el modo isla, no obstante, si hay una gran diferencia entre la corriente de cortocircuito que presenta el modo isla, en comparación con los otros tres escenarios.

La microrred en el modo de operación en isla ya no recibe el aporte de cortocircuito de la red convencional, únicamente el aporte de la generación distribuida. Esto provoca que las corrientes de cortocircuito sean más pequeñas, y con configuraciones de relés de sobrecorriente típicas estos pueden presentar una operación indebida.

Para el MVMO es de suma importancia establecer el rango de búsqueda de la corriente de *pickup* del relé; para este caso de estudio los valores de sobrecorriente y el rango de búsqueda se muestra en la Tabla 2-20.

Tabla 2-20: Datos de ingreso al algoritmo MVMO para el cuarto escenario de operación

Relé principal	Corriente de falla de relé principal (KA)	Relé de respaldo	Corriente de falla del relé de respaldo (KA)	Corriente pickup mínimo (KA)	Corriente pickup máximo (KA)	Corriente pickup máximo del respaldo (KA)
1	1,450	6	0,370	0,1	1	0,3
2	1,520	3	1,520	0,1	1,5	1
3	2,010	5	0,670	0,1	1	0,6
4	1,030	1	1,030	0,1	1	0,8
5	1,010	7	0,340	0,1	0,6	0,3

De la Tabla 2-20 podemos notar que:

- Las corrientes que detecta el relé 3 son de 1,520 KA y 2,010 KA. Debido a que la corriente *pickup* no puede ser mayor a ninguno de estos valores, se selecciona 1,5 KA como *pickup* máximo.
- Las corrientes que detecta el relé 5 son de 0,670 KA y 1,010 KA, así que se selecciona la corriente de *pickup* 0,6 KA como máximo.
- Las corrientes que detecta el relé 1 son de 1,45 KA y de 1,03 KA, así que el valor máximo de corriente de *pickup* es de 1 KA.
- Las corrientes de *pickup* máximas de los relés de respaldo no pueden sobrepasar a la corriente de cortocircuito.

Para este escenario de operación la curva seleccionada es la IEEE I, tal cual se muestra en la Tabla 2-21.

Tabla 2-21: Características de curvas de operación del cuarto escenario de operación

Número de relé	Tipo de curva seleccionada	Nomenclatura
1	4	IEEE I
2	4	IEEE I
3	4	IEEE I
4	4	IEEE I
5	4	IEEE I
6	4	IEEE I
7	4	IEEE I

En los parámetros de operación presentados en la Tabla 2-22, la gran diferencia con los tres primeros escenarios de operación es el rango de operación mínimo y máximo; se amplió este rango debido a que los valores de las primeras simulaciones tienen tendencia a ser más elevados precisamente por el amplio rango de trabajo en la operación en isla.

Tabla 2-22: Parámetros de simulación del cuarto escenario de operación

Parámetros de simulación	Valor
Tiempo mínimo de protección de respaldo	0,2
Tiempo máximo de protección de respaldo	0,5
Dial de tiempo mínimo	0,5
Dial de tiempo máximo	3,2
Tiempo de operación mínimo	0,2
Tiempo de operación máximo	3

2.6 Análisis de escenarios de operación

El MVMO puede determinar los parámetros de los relés de protección de sobrecorriente minimizando el tiempo de operación, sin embargo, un dato de vital importancia para el algoritmo es la corriente de cortocircuito, ya que de esta depende la coordinación de las protecciones, pero de aquí surge una problemática debido a que por la naturaleza de la microrred esta puede tener niveles de cortocircuito considerablemente diferentes entre escenarios. El relé debe saber distinguir los diferentes estados de operación del sistema para que pueda

discriminar una corriente de cortocircuito de una corriente que, en otras instancias, estaría dentro de los límites de operación.

Se plantean tres escenarios de operación que están conectados a la red y uno que está en modo isla. Si bien el MVMO puede ser capaz de determinar los parámetros de operación de los relés de sobrecorriente, también es necesario saber distinguir ante diferentes escenarios o modos de operación. Para este propósito se debe realizar un análisis operativo de los generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas.

Teniendo la noción del estado operativo de la microrred, el algoritmo debe ser capaz de tener esta información y poder seleccionar entre los diferentes rangos de operación y curvas planteadas en cada escenario. En algunos casos una corriente más elevada de lo normal no implica necesariamente una falla.

2.7 Análisis de cargas y generación para la determinación de los escenarios de operación

El MVMO utiliza la corriente de cortocircuito como dato fundamental para poder realizar la optimización de las protecciones eléctricas, sin embargo, esta puede variar entre cada escenario de operación, en especial entre los escenarios conectado a la red y en modo isla. Por lo tanto, es de vital importancia saber discriminar entre un escenario de operación y otro, debido a la diferencia entre sus niveles de cortocircuito.

Al realizar la configuración de las protecciones eléctricas se debe tener en cuenta la topología y el estado operativo de la red. En las microrredes algunas barras pueden presentar un estado operativo de carga o de generación. En el presente proyecto, el enfoque es el de determinar cuál es el estado operativo que poseen las barras de la microrred y, en base a esto, poder definir con plena seguridad cual es el escenario de operación que se presenta.

En cada una de las barras del sistema la generación, la potencia activa y reactiva debe repartirse entre las cargas y las líneas de transmisión, por lo tanto, para

potencia activa tenemos (14), (15), (16); y (17), (18), (19) para potencia reactiva respectivamente.

Se tiene en cada barra, para potencia activa:

$$P_G - P_L = 0 \quad (14)$$

$$P_G = P_L \quad (15)$$

$$P_G = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3} + \dots + P_{LN} \quad (16)$$

Donde:

- P_G Es la potencia activa generada en la barra
- P_L Es la potencia activa de las líneas y de las cargas presente en la barra

Se tiene en cada barra, para potencia reactiva:

$$Q_G - Q_L = 0 \quad (17)$$

$$Q_G = Q_L \quad (18)$$

$$Q_G = Q_{L1} + Q_{L2} + Q_{L3} + \dots + Q_{LN} \quad (19)$$

Donde:

- Q_G Es la potencia reactiva generada en la barra
- Q_L Es la potencia reactiva de las líneas y de las cargas presente en la barra

En los escenarios de operación planteados en el presente proyecto solo analizan el estado operativo de encendido o apagado de la generación distribuida. En este contexto, en el algoritmo se procede a realizar una sumatoria de todas las potencias de las cargas y de las líneas; si estas resultan en un valor diferente de cero, entonces la generación se encuentra activa, tal y como se indica en la expresión (20).

$$\sum_{i=1}^n |P_{Li}| > 0 \quad \vdots \quad P_G > 0 \quad (20)$$

En la Figura 20 se muestra la distribución de potencias en cada barra de carga.

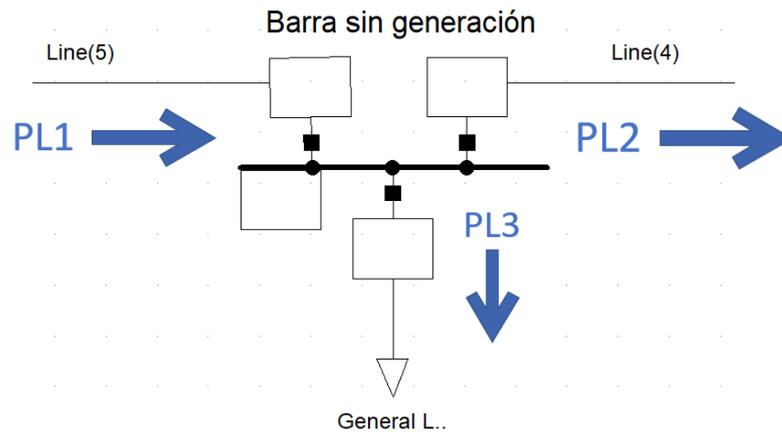


Figura 20: Distribución de potencias en barras sin generación

En la Figura 21 es el caso de la barra con generación la cual distribuye la potencia generada al resto del sistema.

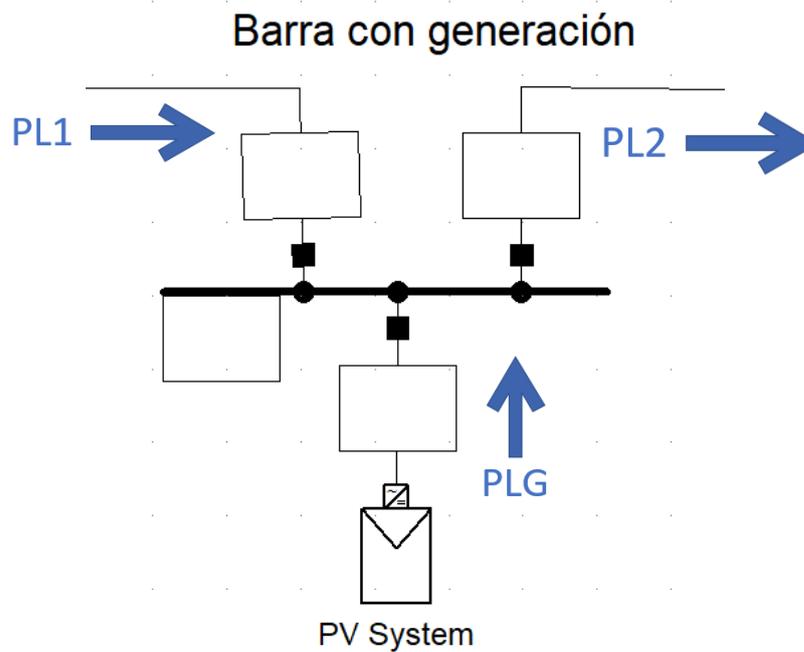


Figura 21: Distribución de potencias en barra con generación

Las barras a las cuales se les realiza el análisis de operación se muestran en la Figura 22.

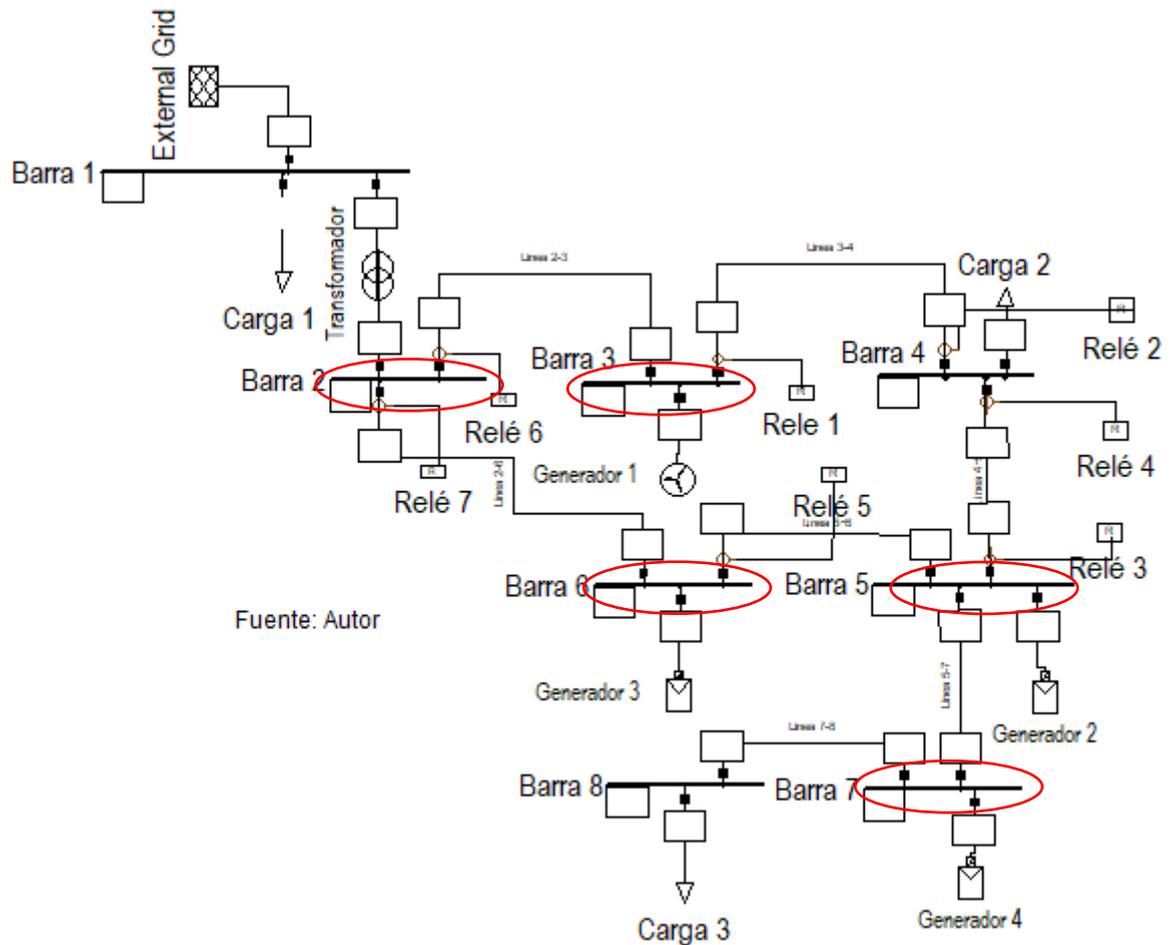


Figura 22: Barras sujetas a análisis para la determinación de los escenarios

Al ya tener los resultados de los parámetros de las protecciones eléctricas en cada uno de los escenarios, se procede a ingresarlos en una matriz de datos de tal forma que, ante la presencia de un escenario en específico, se puede escoger de entre todo el cúmulo de datos los idóneos para su estado de operación.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Al simular el problema de optimización con el MVMO se obtienen los parámetros de protección de cada relé (Corriente de pickup y dial de tiempo). Cada uno de estos valores está íntimamente ligado a cada escenario de operación, y a la curva de protección del relé. En el presente capítulo, se muestran los resultados de la simulación de cada escenario tanto en Matlab como en PowerFactory además del análisis de cada caso de estudio.

3.1 Primer escenario de operación

En la Figura 23 se muestra la curva de optimización del tiempo total de la operación de los relés de sobrecorriente analizados en el primer escenario. Debido a la naturaleza aleatoria de la metodología MVMO se pueden presentar diferentes curvas de optimización, pero todas convergen a el mismo valor.

La curva de optimización posee tramos rectos cuando la varianza es cero, esto ocurre cuando no hay diferencia entre los valores mutados y los valores antiguos. En [20] discuten acerca de las metodologías para evitar en lo posible este efecto, y una opción viable es guardar en la matriz de resultados el valor anterior mediante la cual la varianza aun no era cero. Se realizan cuatro experimentos denominados *Run*, mediante los cuales se muestra la diferencia en la "evolución" del MVMO pero que coinciden en el mismo punto de convergencia.

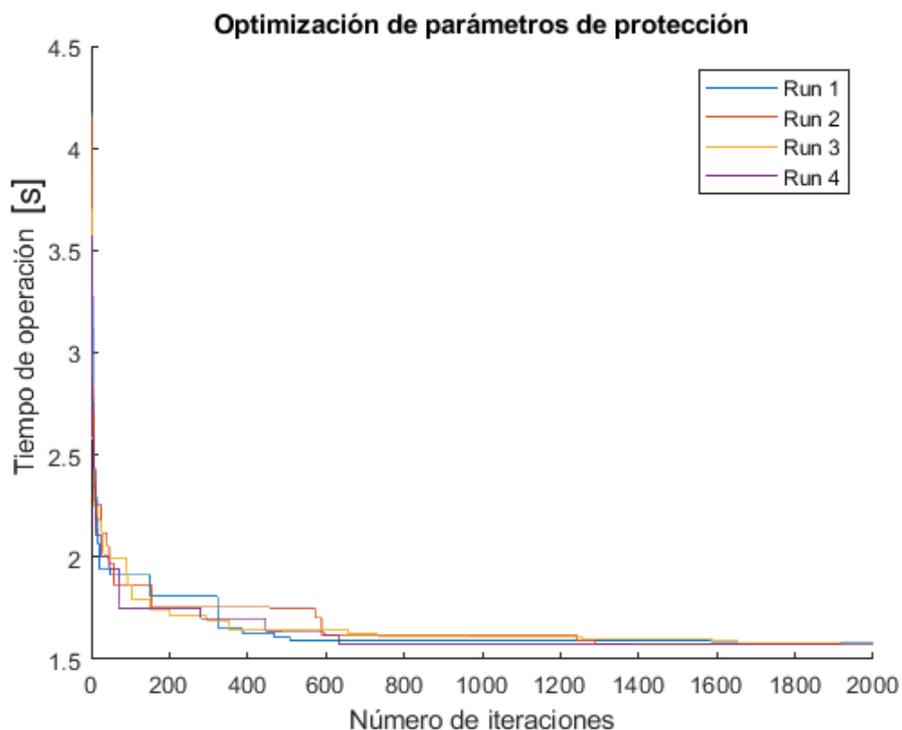


Figura 23: Convergencia del MVMO para el primer escenario de operación

En la Tabla 3-1 se muestran los valores para la parametrización de los relés de sobrecorriente. La corriente de *pickup* fue definida para valores mayores a la corriente nominal del sistema; además los límites del dial de tiempo son mayores a 0,5, esto a fin de evitar resultados que no cumplan con la curva característica IEEE.

Tabla 3-1: Resultados de la optimización de los parámetros de los relés mediante MVMO

Relé de sobrecorriente	Protección de respaldo	Corriente nominal (KA)	Corriente de pickup (KA)	Dial de tiempo (s)	Tiempo de operación (s)	Tiempo de respaldo (s)
1	6	0,036	1,5446	0,50804	0,31843	0,90702
2	3	0,035	0,33003	1,5202	0,32528	0,82457
3	5	0,028	1,8475	0,50115	0,31082	0,86545
4	1	0,029	0,95729	0,55443	0,31687	0,67767
5	7	0,041	2,1143	0,51962	0,30013	0,97498

A continuación, se muestran las curvas de los todos los relés de protección implementadas en el Software PowerFactory, se observa por ejemplo que en la Figura 24 la curva roja representa el relé que actúa como protección principal, mientras que, la curva verde representa la protección de retaguardia.

Los valores de las corrientes cortocircuito vienen indicadas por las líneas verticales, en el caso de la Figura 24 los relés 1 y 6 detectan corrientes de falla de 5,83 KA Y 5,16KA respectivamente, ante un evento de cortocircuito trifásico a 30% de la línea de transmisión.

Dado este evento de cortocircuito el relé 1 actúa a 0,403 s, y de ser el caso del que este no opere el relé 6 actúa como protección de retaguardia en un tiempo de 0,926 s. Tal cual se indica en la Figura 24.

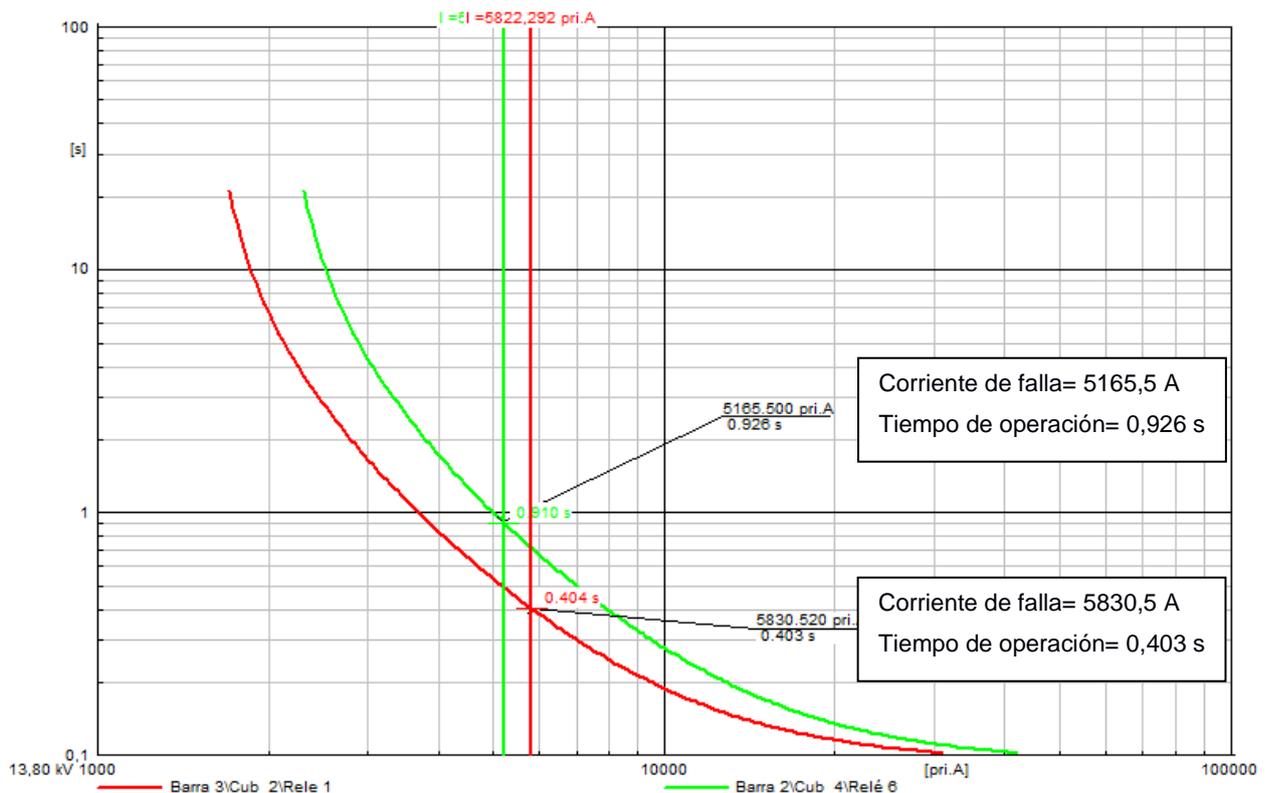


Figura 24: Curvas de protección del relé primario 1 y de respaldo 6 del primer escenario de operación

En la Figura 25 se puede apreciar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente tanto de la protección primaria y la protección de respaldo, del relé dos y tres, respectivamente. Cabe recalcar que la curva de operación del relé tres debe actuar dentro de los límites establecidos ante su operación como protección primaria o de respaldo. En este caso el MVMO encontró la solución de la curva de operación del tercer relé con una corriente de *pickup* más elevada y un dial de tiempo menor que la configuración del segundo relé.

Sin embargo, hay que recordar que esta es una de las posibles soluciones ya que el MVMO minimiza la sumatoria de los tiempos de los relés, mas no, cada curva de operación por separado. En una nueva simulación se puede dar una diferente configuración de relés.

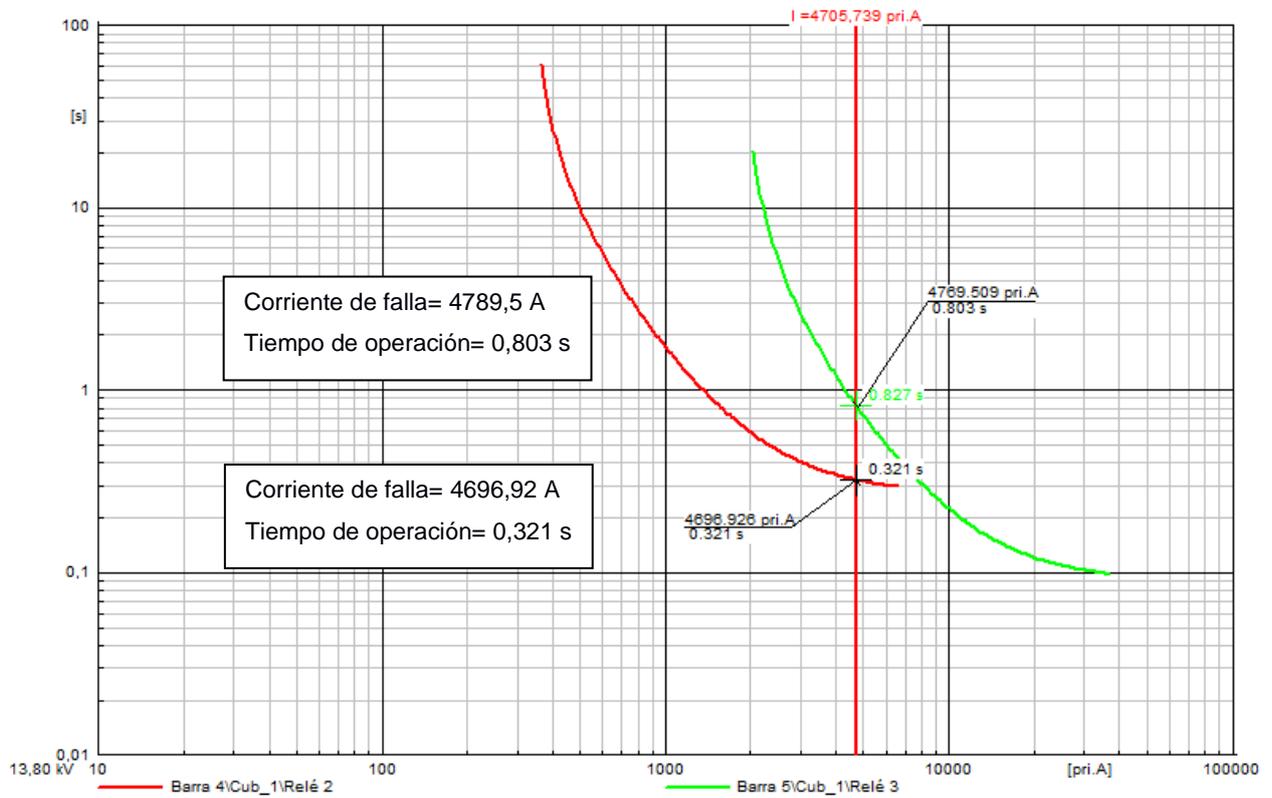


Figura 25: Curvas de protección del relé primario 2 y de respaldo 3 del primer escenario de operación

En la Figura 26 debido a la diferencia de corriente que circula entre los relés de protección primaria y de respaldo la configuración de las protecciones no es muy diferente entre estos relés, pero se cumplen las especificaciones de tiempos de operación.

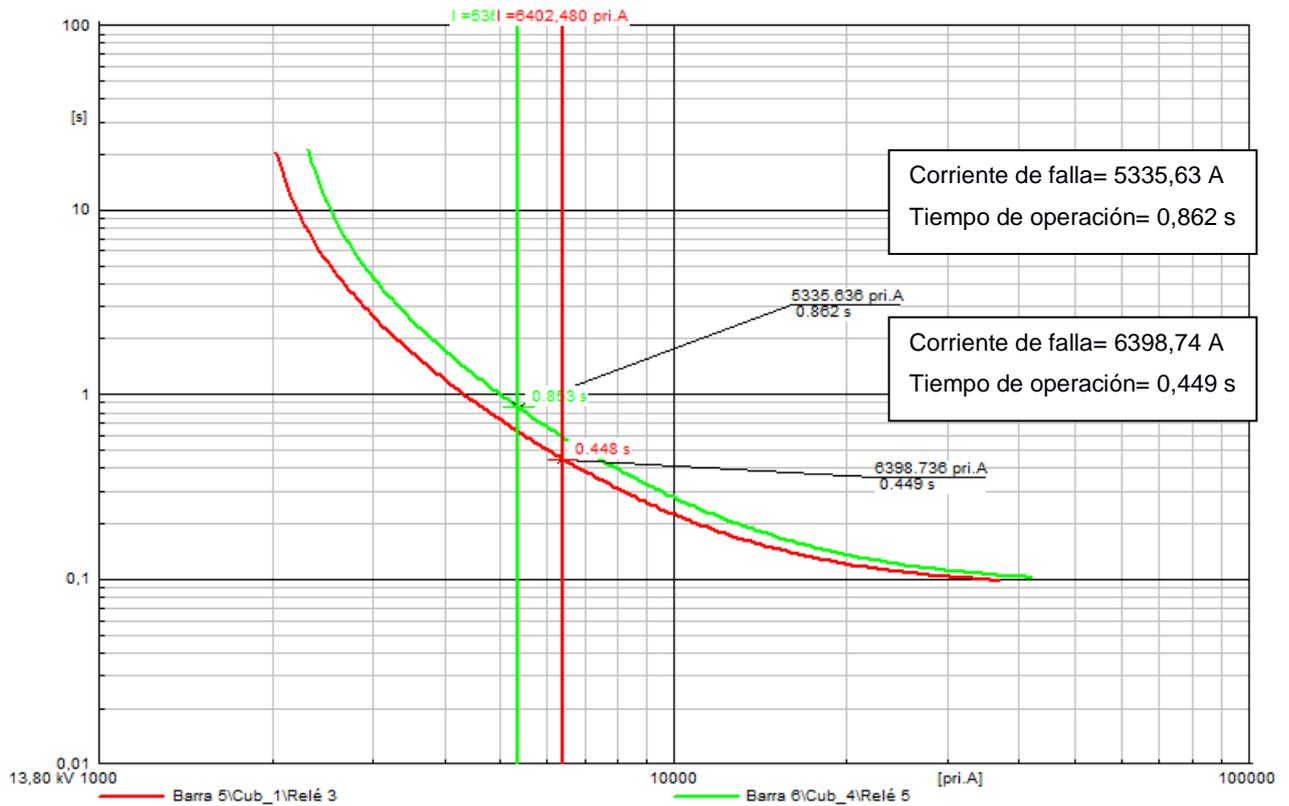


Figura 26: Curvas de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del primer escenario de operación

La Figura 27 y la Figura 28 complementan la demostración de la efectividad del algoritmo MVMO, para la parametrización de protecciones eléctricas de sobrecorriente con las curvas IEEE inversa. Estas no actúan en las zonas de operación normal y se mantienen en los rangos establecidos en el algoritmo.

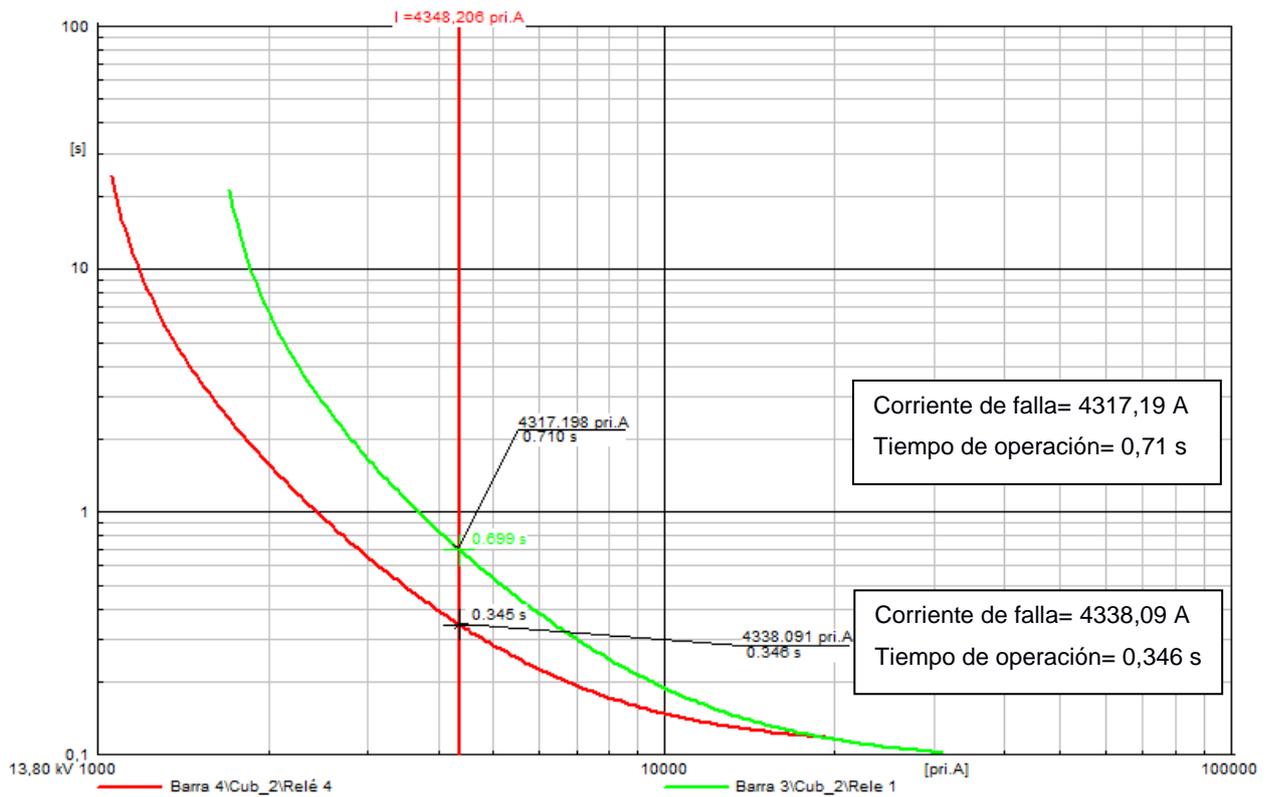


Figura 27: Curvas de protección del relé primario 4 y el relé de respaldo 1 del primer escenario de operación

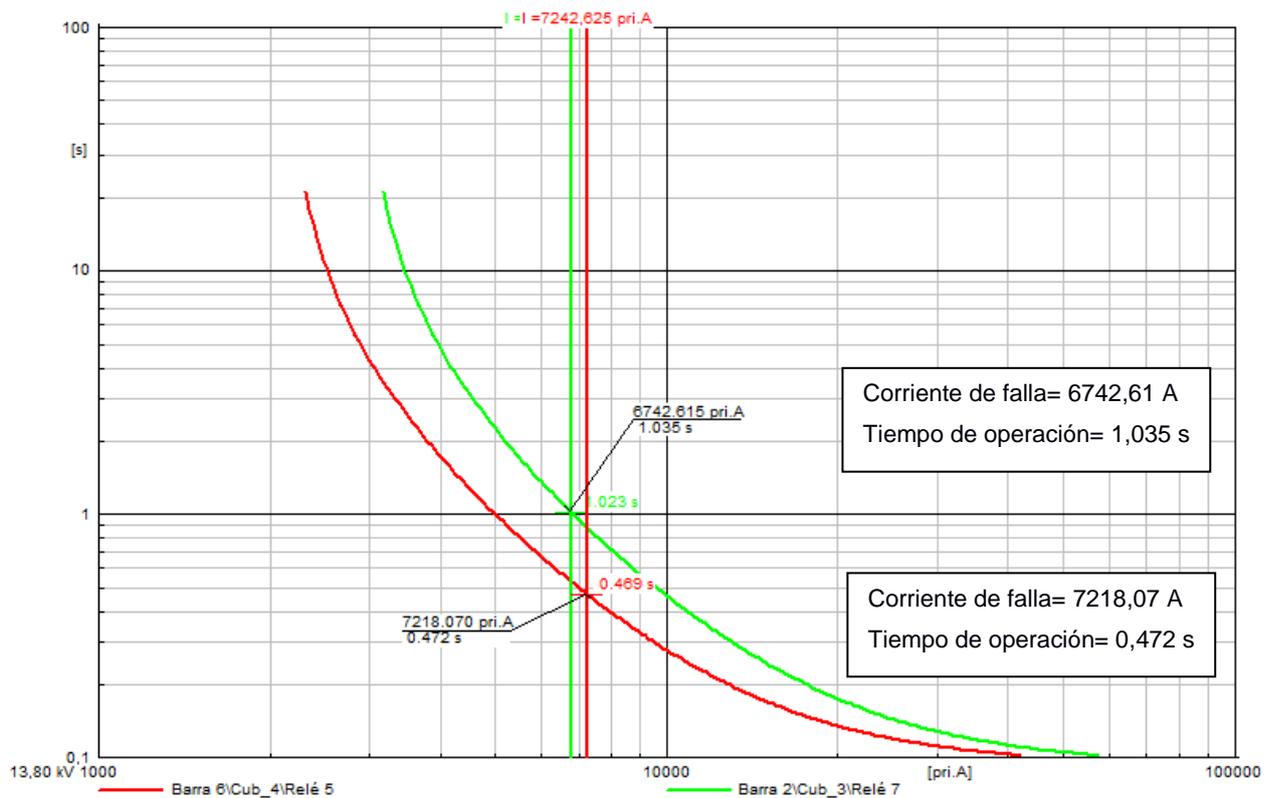


Figura 28: Curvas de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del primer escenario de operación

En la Tabla 3-2 se realiza una comparativa de los resultados de los tiempos de operación tanto de la protección primaria como de la protección de respaldo entre las simulaciones de MATLAB y PowerFactory. Cabe recalcar que en Matlab se usaron más de seis decimales para la optimización de los parámetros de la protección (Dial de tiempo y corriente de pickup), mientras tanto en PowerFactory solo se utiliza un decimal de aproximación por este motivo existe una leve diferencia entre ambas simulaciones.

Tabla 3-2: Resultados de la simulación de las protecciones de sobrecorriente para el primer escenario

Relés	Simulación MVMO		Simulación PowerFactory	
	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)
R1	0,31843	0,90702	0,407	0,913
R2	0,32528	0,82457	0,312	0,829
R3	0,31082	0,86545	0,448	0,861
R4	0,31687	0,67767	0,344	0,703
R5	0,30013	0,97498	0,470	1,020

3.2 Segundo escenario de operación

La evolución del MVMO en cada iteración depende de todas las variables de optimización y también de la curva de operación. Se puede apreciar en la Figura 29 que al cambiar la curva de operación los valores iniciales del tiempo de operación en la simulación rondan los dos segundos, mientras que, en el primer escenario, la Figura 23 muestra alrededor de cuatro segundos en sus primeras iteraciones, en ambos casos con 2000 iteraciones se considera suficiente para encontrar los parámetros óptimos de protección.

Optimización de parámetros de protección

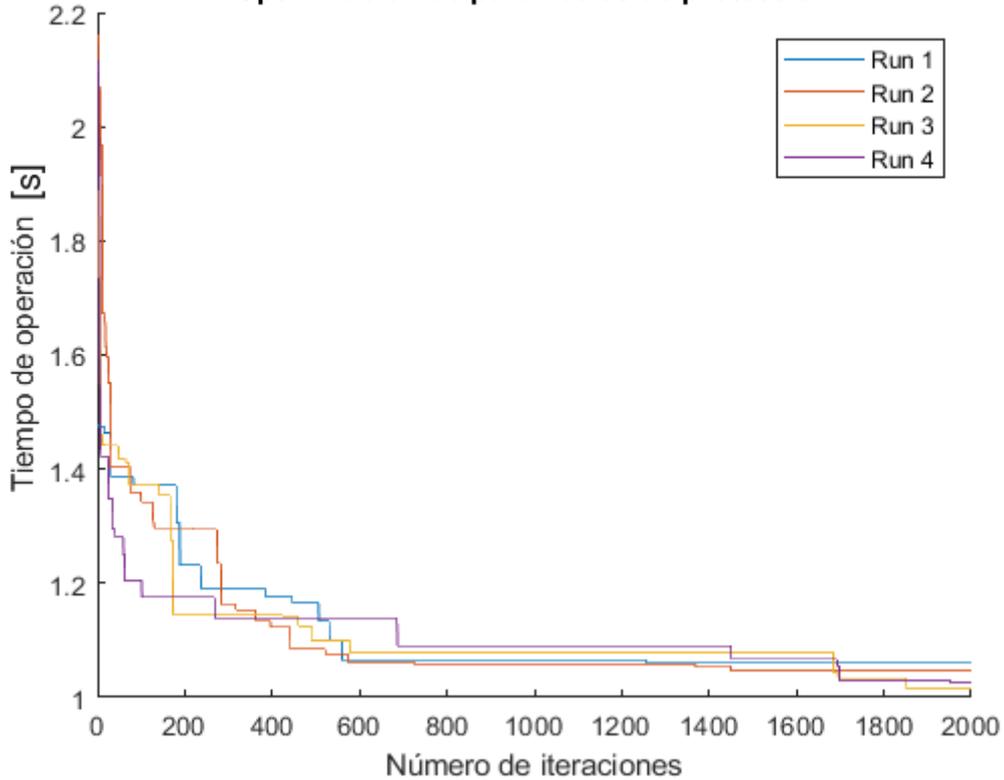


Figura 29: Convergencia del MVMO para el segundo escenario de operación

Al tener una diferente curva de protección de relé de sobrecorriente, los valores tanto de la corriente de *pickup* como del dial de tiempo son diferentes tal y como se muestra en la Tabla 3-3, no obstante, se puede constatar la correcta operación de las protecciones ya que operan en los tiempos previamente establecidos.

Tabla 3-3: Resultados de la optimización del MVMO para el segundo escenario

Relé de sobrecorriente	Protección de respaldo	Corriente nominal (KA)	Corriente de pickup (KA)	Dial de tiempo (s)	Tiempo de operación (s)	Tiempo de respaldo (s)
1	6	0,163	2,1225	0,50045	0,35016	0,78536
2	3	0,165	0,34897	3,1888	0,20619	0,7717
3	5	0,125	1,8825	0,51641	0,46782	0,76859
4	1	0,123	0,9922	0,66283	0,2002	0,7841
5	7	0,129	2,3173	0,52028	0,22968	0,67787

La principal observación que se tiene de todas estas curvas de protección, es que a pesar de haber seleccionado como tiempo mínimo de operación 200 ms, el MVMO no es capaz de setear los parámetros de las curvas hasta ese valor, como es el caso de la protección principal de la Figura 30 con un tiempo de 442 ms. Esto

se debe a que no existe una curva posible con ese tiempo de operación, ya que esa es la mínima configuración posible.

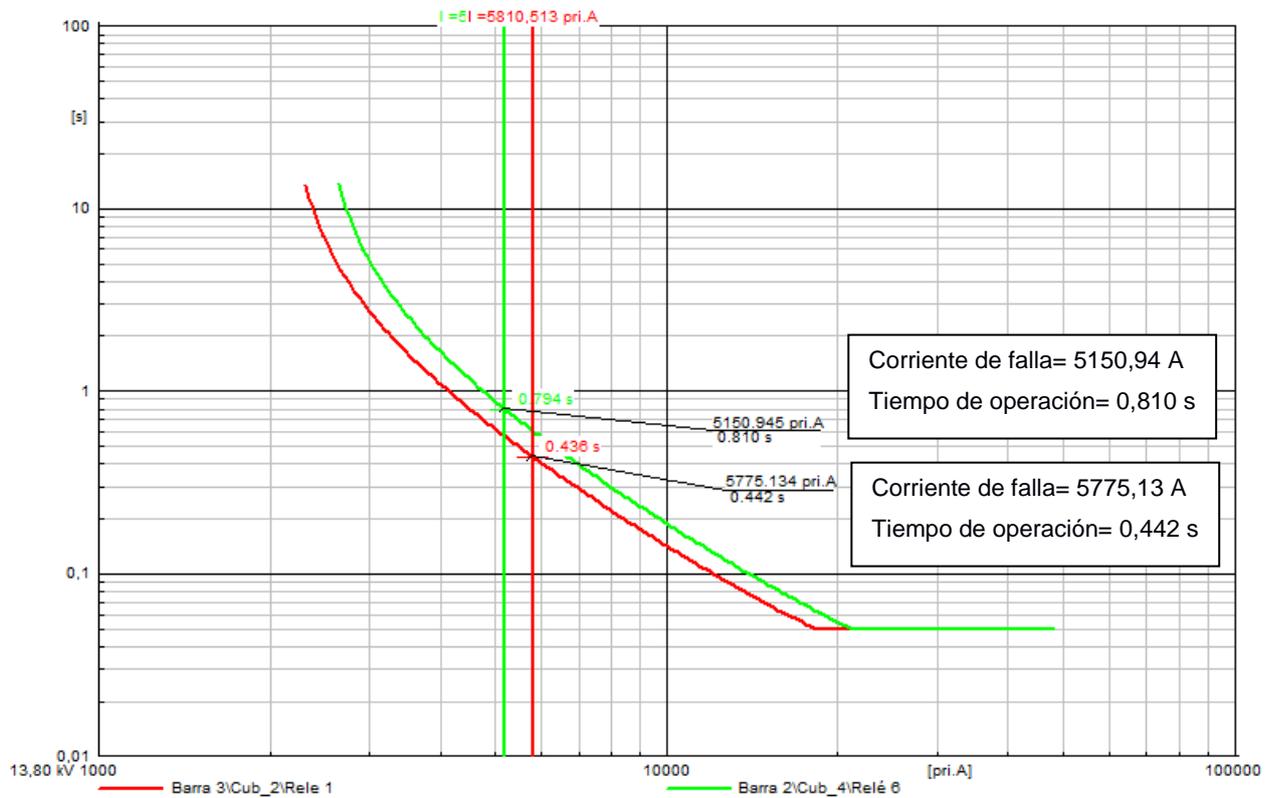


Figura 30: Curva de protección del relé primario 1 y relé de respaldo 6 para el segundo escenario de operación

La Figura 31 muestra la coordinación de la protección principal del relé dos a 205 ms y la protección de retaguardia de 734 ms, con una corriente de cortocircuito de 4,14 KA, como dato importante se destaca la diferencia de tiempo de coordinación entre las protecciones de 530 ms, cuando el mínimo indicado al MVMO en la Tabla 2-16 fue de 300 ms, lo que significa que no hay una curva con esas características que brinde un menor tiempo de respuesta.

La Figura 32 muestra la coordinación de la protección principal del relé tres a 384 ms con tiempo de respaldo de 636 ms y una corriente de cortocircuito 5,43 KA. En este caso si se pudo obtener un tiempo de diferencia de 300 ms debido principalmente a la mayor corriente de cortocircuito.

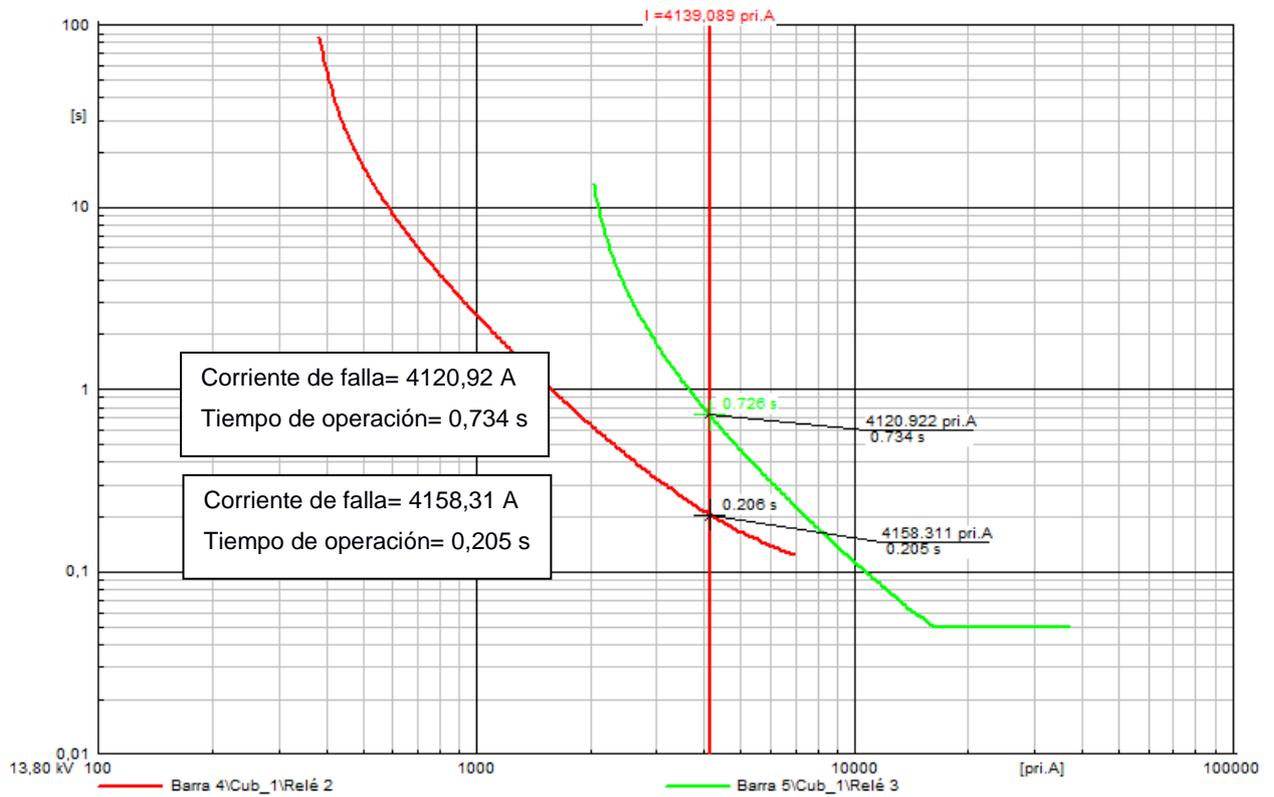


Figura 31: Curva de protección del relé primario 2 y relé de respaldo 3 del segundo escenario de operación

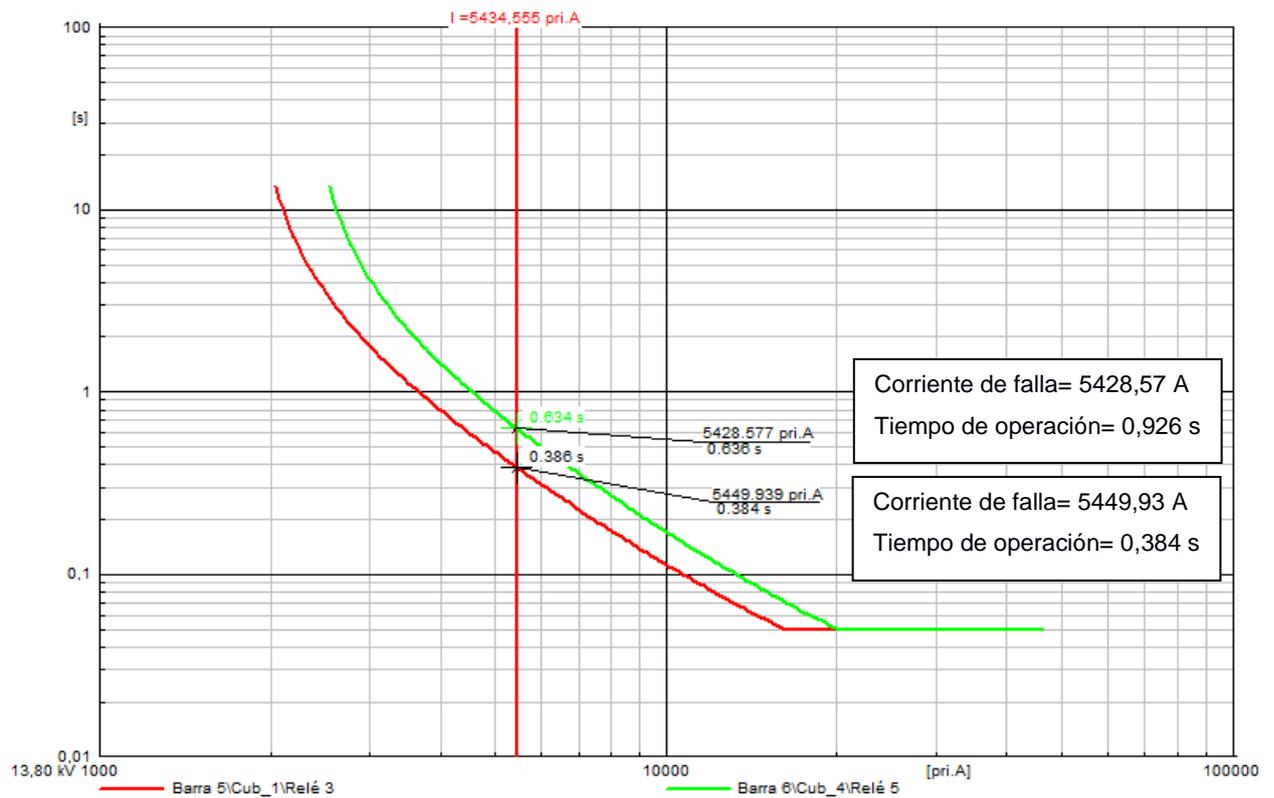


Figura 32: Curva de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del segundo escenario de operación

La Figura 33 muestra como la coordinación de protección principal del relé 4 a 244 ms y la de retaguardia a 871 ms, con una corriente de cortocircuito de 4,34 KA. La diferencia entre los tiempos de protección es de 630 ms el cual cumple con el rango establecido de 300-700 ms.

La Figura 34 muestra la coordinación del relé principal 5 a 333 ms y de retaguardia a 695 ms, con corriente de cortocircuito de 7,22 KA y 6,76 KA respectivamente. Con una diferencia entre la coordinación de protecciones de 360 ms.

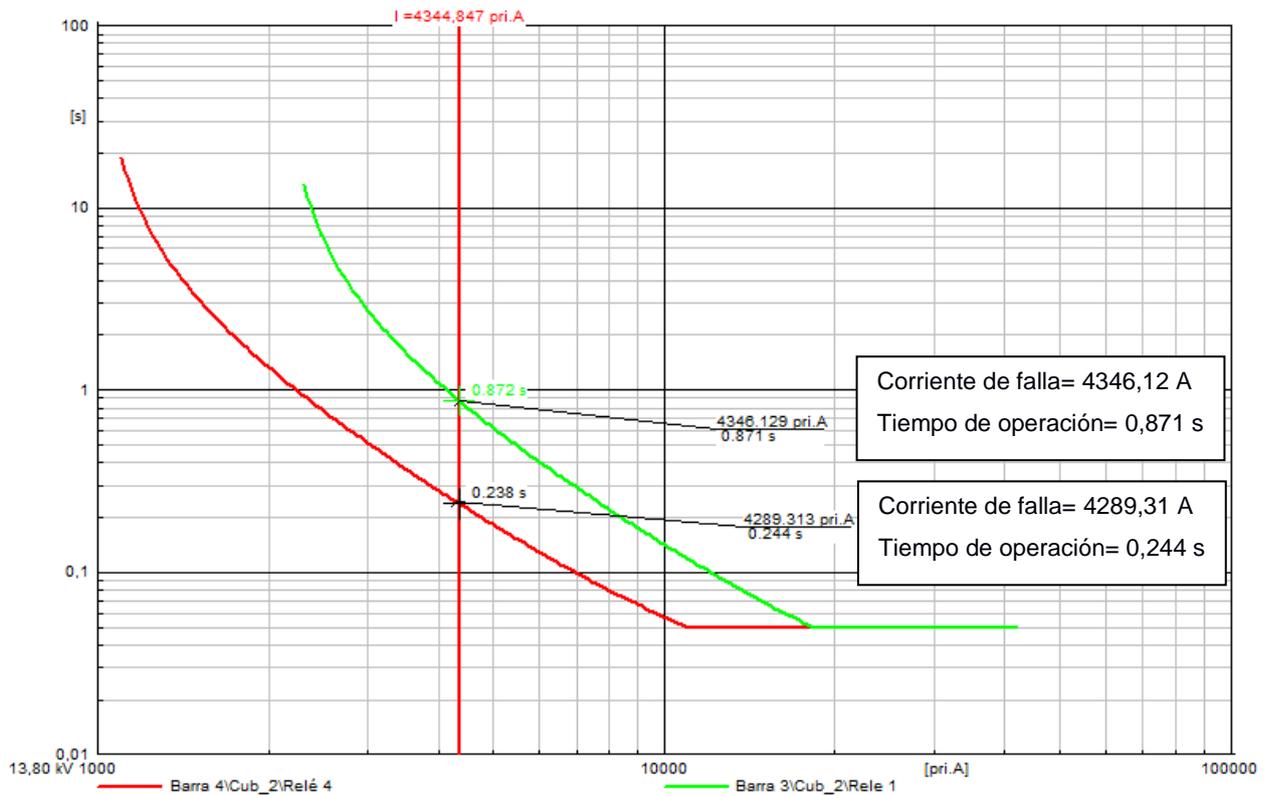


Figura 33: Curva de protección del relé primario 4 y relé de respaldo 1 del segundo escenario de operación

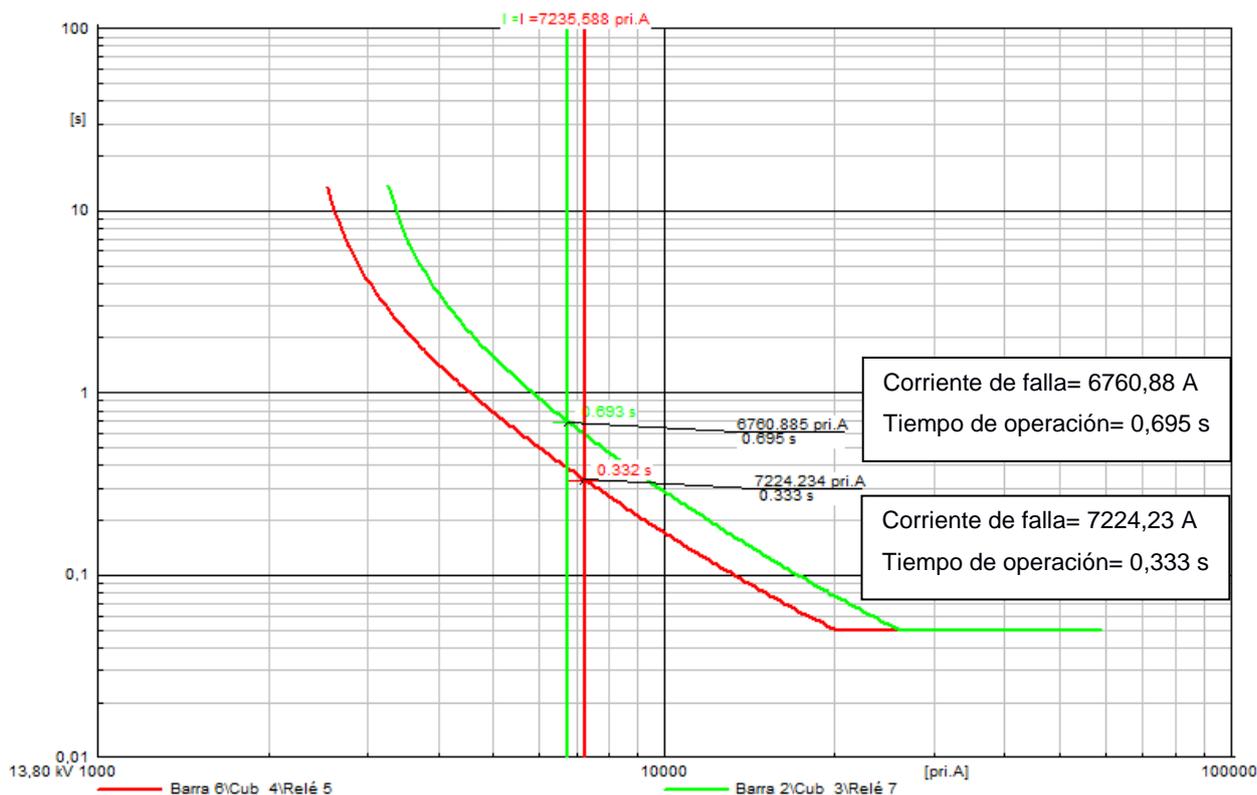


Figura 34: Curva de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del segundo escenario de operación

Al igual que el anterior escenario de operación la diferencia entre los valores de la simulación entre MVMO y el PowerFactory se deben principalmente a la limitación en los seteos de los parámetros de protección que brinda el PowerFactory, sin embargo, se puede apreciar en la Tabla 3-4 un gran desempeño en la optimización de las protecciones eléctricas tanto la principal como la de respaldo.

Tabla 3-4: Resultados de las simulaciones de las protecciones eléctricas para el segundo escenario

Relés	Simulación MVMO		Simulación PowerFactory	
	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)
R1	0,35016	0,78536	0,437	0,790
R2	0,20619	0,7717	0,205	0,743
R3	0,46782	0,76859	0,386	0,634
R4	0,2002	0,7841	0,237	0,881
R5	0,22968	0,67787	0,337	0,700

3.3 Tercer escenario de operación

En la Figura 35 se muestra la optimización de los parámetros MVMO para el tercer escenario de operación con las curvas de operación IEC muy inversa. En este caso se puede constatar que con 1200 iteraciones la metodología consigue obtener la convergencia.

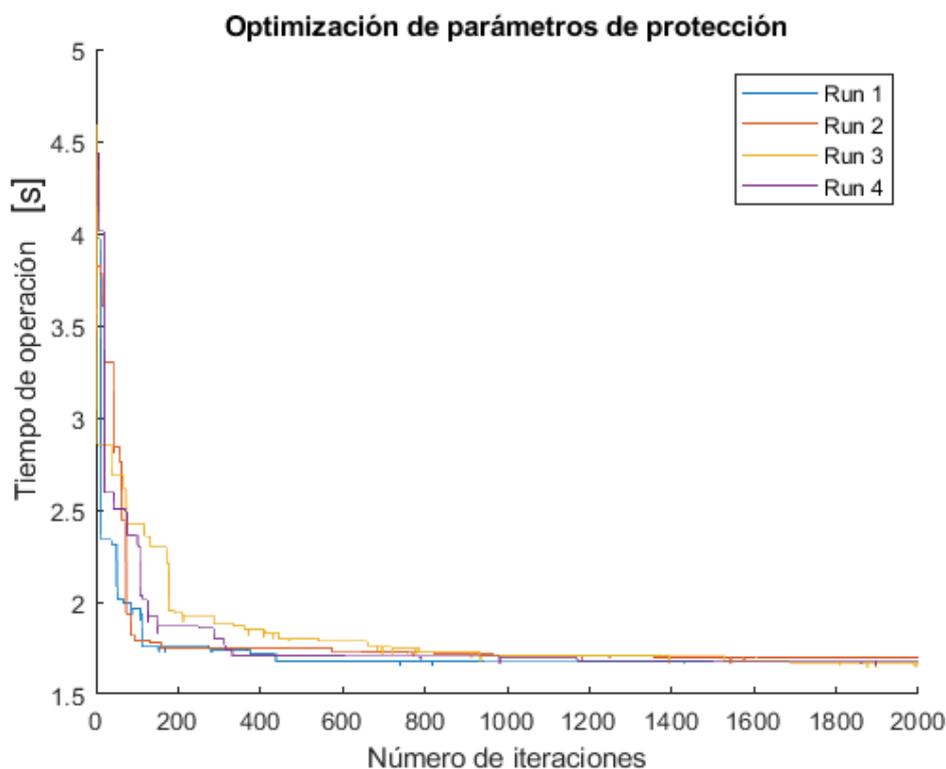


Figura 35: Convergencia del MVMO para el tercer escenario de operación

Los resultados de la simulación se muestran a continuación, donde se podrá observar que estos poseen la particularidad que ninguna corriente de pickup excede los mil amperios, como es el caso de los dos escenarios anteriores. Esto se debe principalmente a la naturaleza de las curvas de operación seleccionadas. Los resultados de la simulación se presentan en siguiente tabla.

Tabla 3-5: Resultados de la optimización del MVMO para el tercer escenario

Relé de sobrecorriente	Protección de respaldo	Corriente nominal (KA)	Corriente de pickup (KA)	Dial de tiempo (s)	Tiempo de operación (s)	Tiempo de respaldo (s)
1	6	0,028	0,39659	0,78219	0,35776	0,79085
2	3	0,029	0,22752	1,511	0,30168	0,61708
3	5	0,019	0,4703	0,71744	0,33761	0,66505
4	1	0,02	0,22549	1,2119	0,30448	0,61193
5	7	0,032	0,37411	1,5488	0,37285	0,73731

A continuación, desde la Figura 36 hasta la Figura 40 se muestran los resultados de las curvas de operación seleccionadas. Se observa que todas cumplen con la correcta operación ante los eventos de cortocircuito, tanto en la protección primaria como de respaldo.

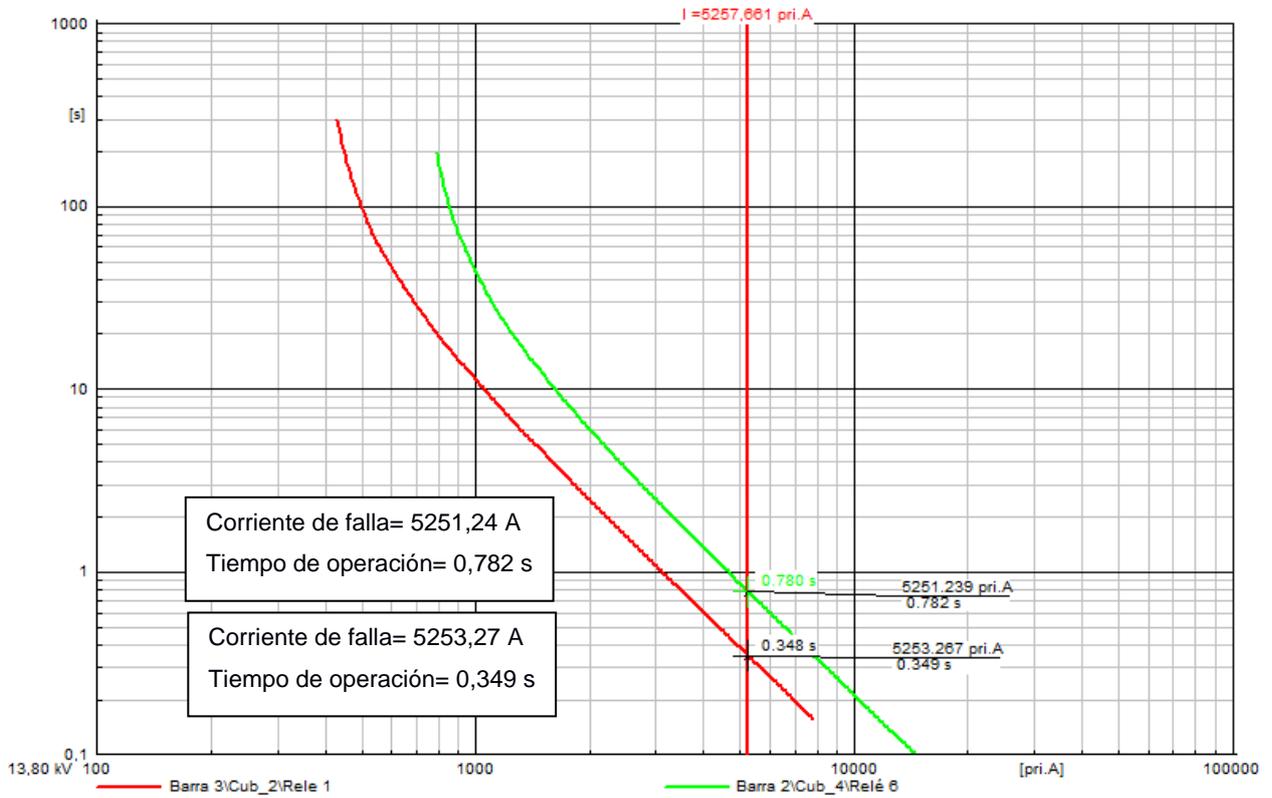


Figura 36: Curva de protección del relé primario 1 y relé de respaldo 6 del tercer escenario de operación

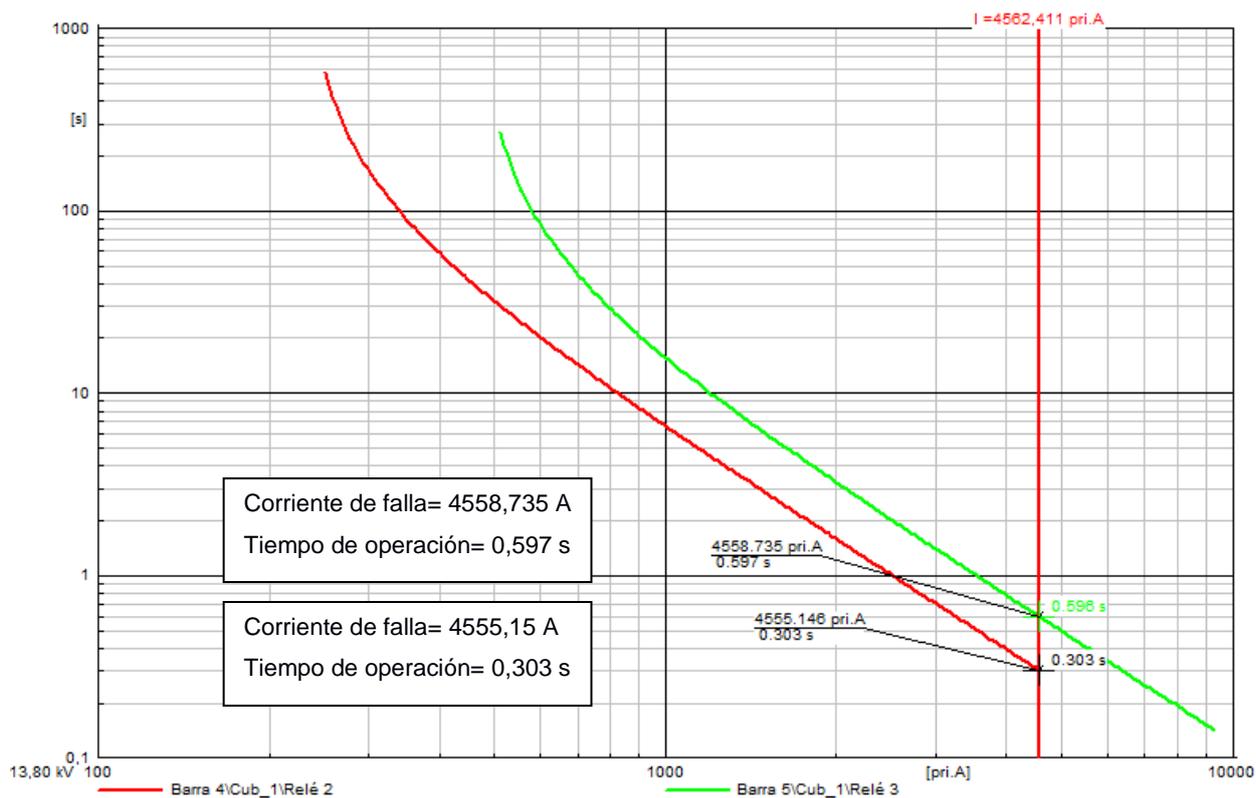


Figura 37: Curva de protección del relé primario 2 y relé de respaldo 3 del tercer escenario de operación

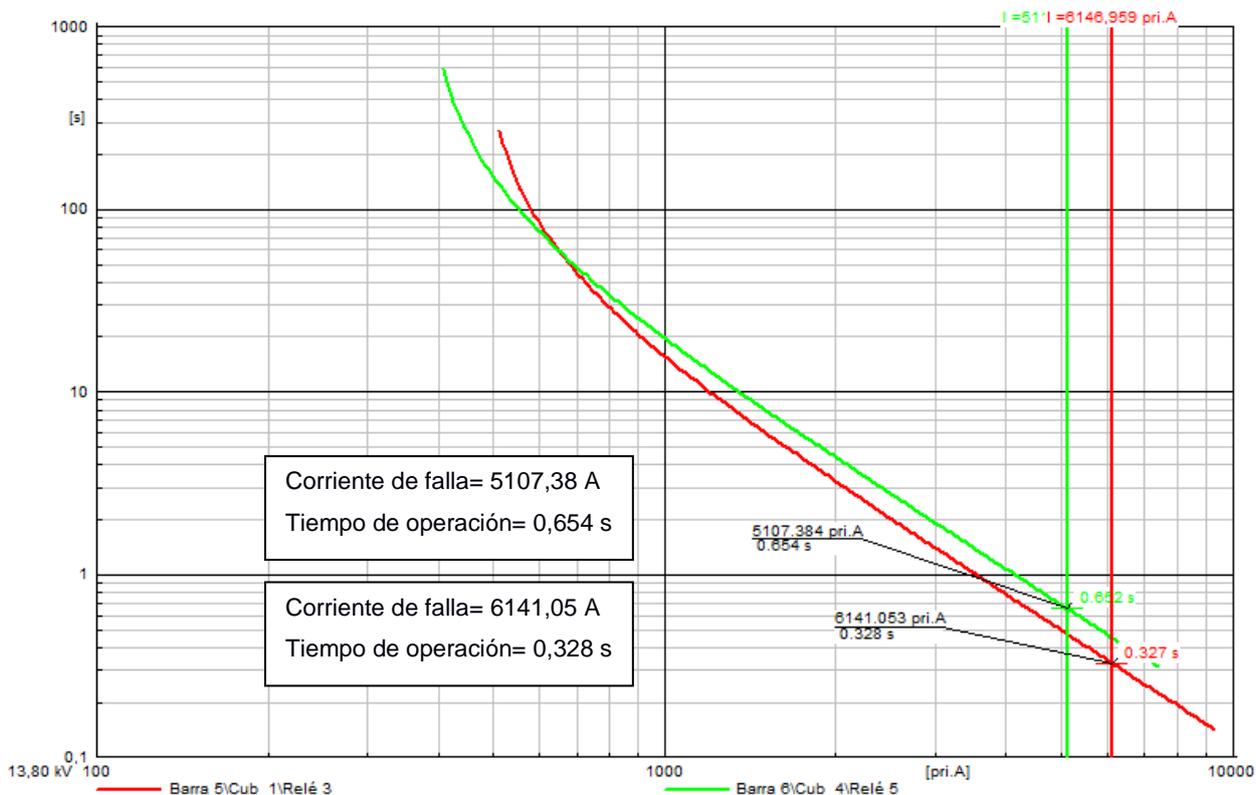


Figura 38: Curva de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del tercer escenario de operación

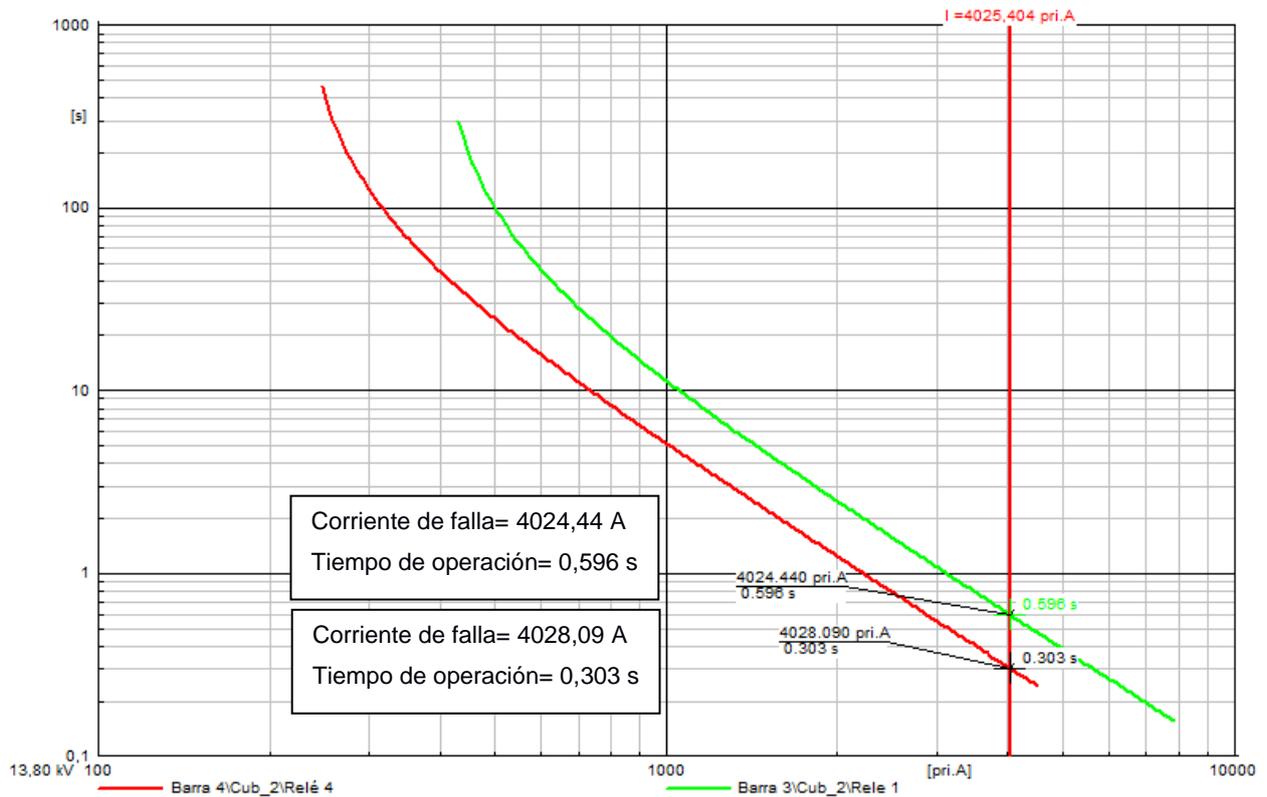


Figura 39: Curva de protección del relé primario 4 y relé de respaldo 1 del tercer escenario de operación

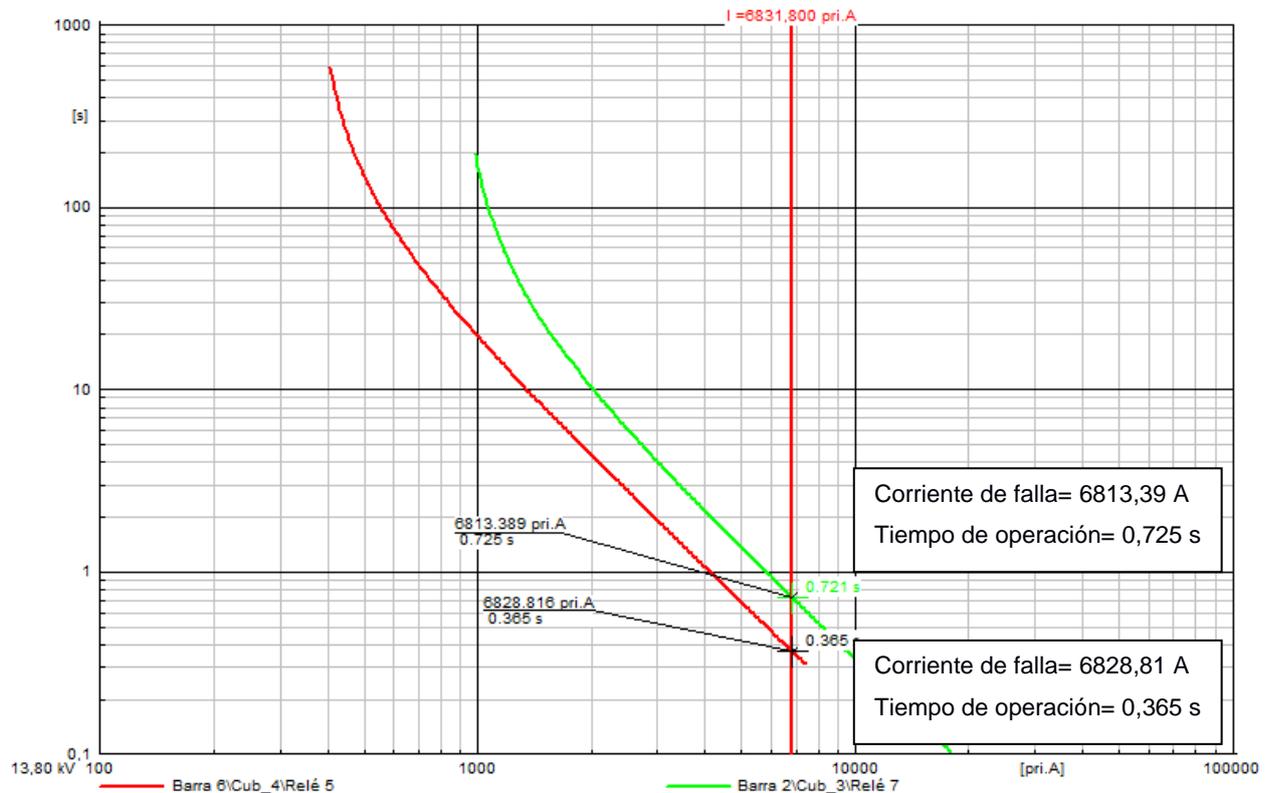


Figura 40: Curva de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del tercer escenario de operación

En la Tabla 3-6 se muestran las diferencias entre los tiempos de operación simulados por el PowerFactory y por el MVMO de Matlab. Se puede observar que

las diferencias son leves y propias de las aproximaciones de los parámetros de protecciones.

Tabla 3-6: Resultados de las simulaciones de las protecciones eléctricas para el tercer escenario de operación

Relés	Simulación MVMO		Simulación PowerFactory	
	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)
R1	0,35776	0,79085	0,348	0,790
R2	0,30168	0,61708	0,303	0,599
R3	0,33761	0,66505	0,325	0,658
R4	0,30448	0,61193	0,299	0,601
R5	0,37285	0,73731	0,365	0,712

3.4 Cuarto escenario de operación

El cuarto y último escenario de operación es sin lugar a duda el más peculiar, ya que se estudia la operación de la microrred en modo isla. Se puede apreciar en la Figura 41 que no es ningún problema para el MVMO poder encontrar el punto de operación óptimo de la función objetivo, sin embargo, posee altos valores de tiempo de operación iniciales que en pocas iteraciones se reducen drásticamente.

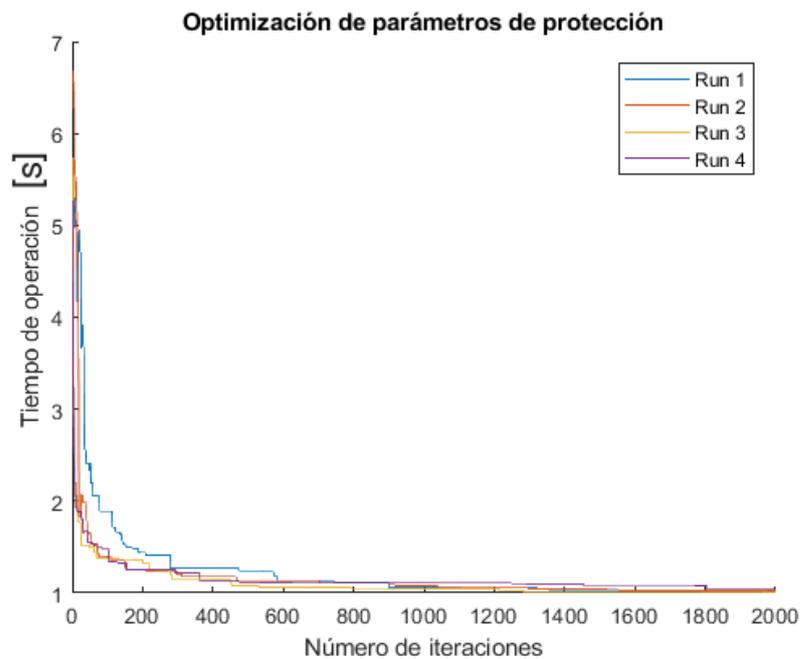


Figura 41: Convergencia del MVMO para el cuarto escenario de operación

Las corrientes de *pickup* para este escenario de operación son bajas debido a la naturaleza de la corriente de cortocircuito de la generación distribuida de la microrred. Estas se deben ajustar de tal forma que la sobrecorriente que observan los relés para este escenario sea considerado como falla. Los resultados de esta simulación se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3-7: Resultados de la optimización del MVMO para el cuarto escenario de operación

Relé de sobrecorriente	Protección de respaldo	Corriente nominal (KA)	Corriente de pickup (KA)	Dial de tiempo (s)	Tiempo de operación (s)	Tiempo de respaldo (s)
1	6	0,016	0,33537	0,5117	0,31407	0,60827
2	3	0,017	0,15493	1,0821	0,27617	0,62216
3	5	0,032	0,52071	0,50154	0,37169	0,60578
4	1	0,032	0,13788	0,66533	0,20907	0,57087
5	7	0,044	0,22192	0,52207	0,29768	0,66203

La generación distribuida brinda todos los aportes de corrientes de cortocircuito en la microrred, y como es el caso que se muestra en la Figura 42, puede existir una gran diferencia entre la corriente de cortocircuito que observa la protección primaria y la que observa la protección de respaldo.

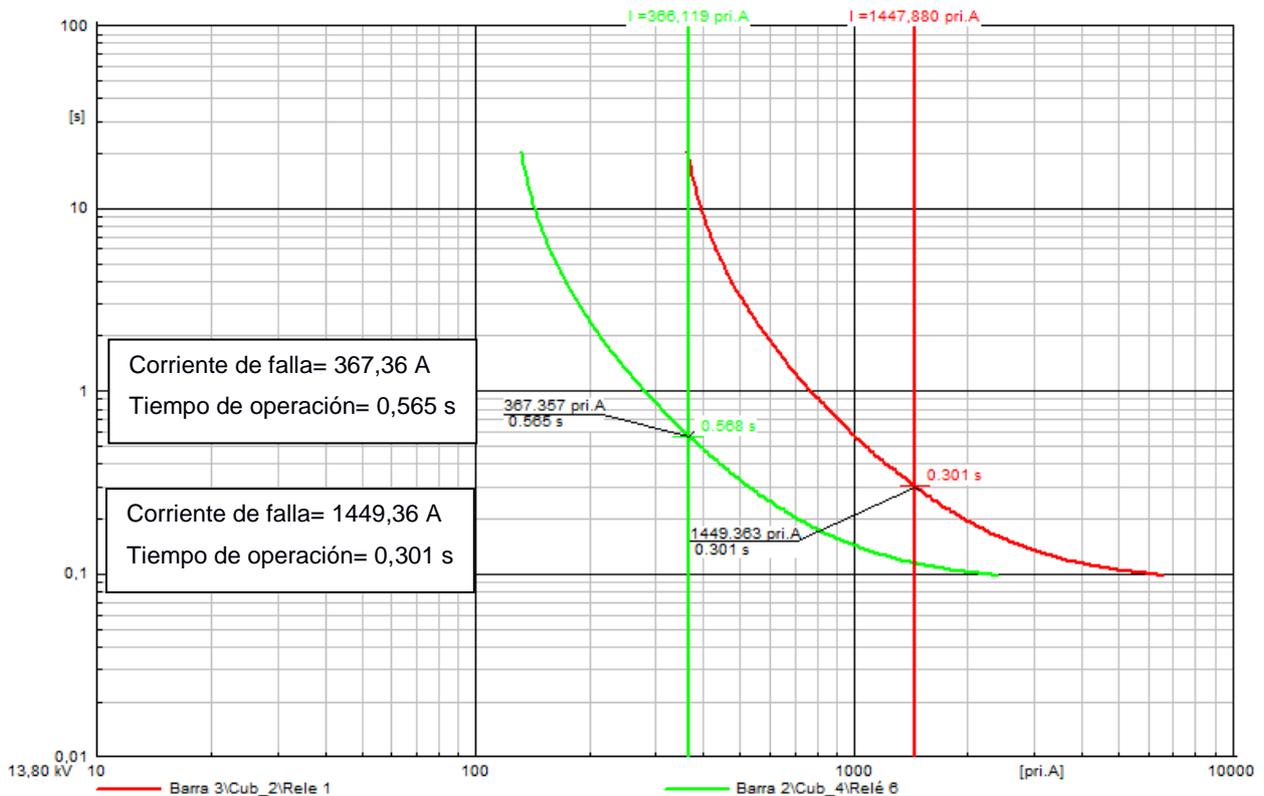


Figura 42: Curva de protección del relé primario 1 y relé de respaldo 6 del cuarto escenario de operación

A continuación, desde la Figura 43 a la Figura 46 se muestran las soluciones de las curvas de los relés de sobrecorriente. Se hace especial énfasis en las curvas de la Figura 44 y Figura 46, ya que estos relés se encuentran entre un generador que provoca estas diferencias entre las corrientes detectadas por los relés. En este ámbito se ha realizado la simulación para las líneas de transmisión, sin embargo, también se puede añadir relés de sobrecorriente para los generadores ya que su participación es aún mayor que en comparación a los tres primeros escenarios de operación.

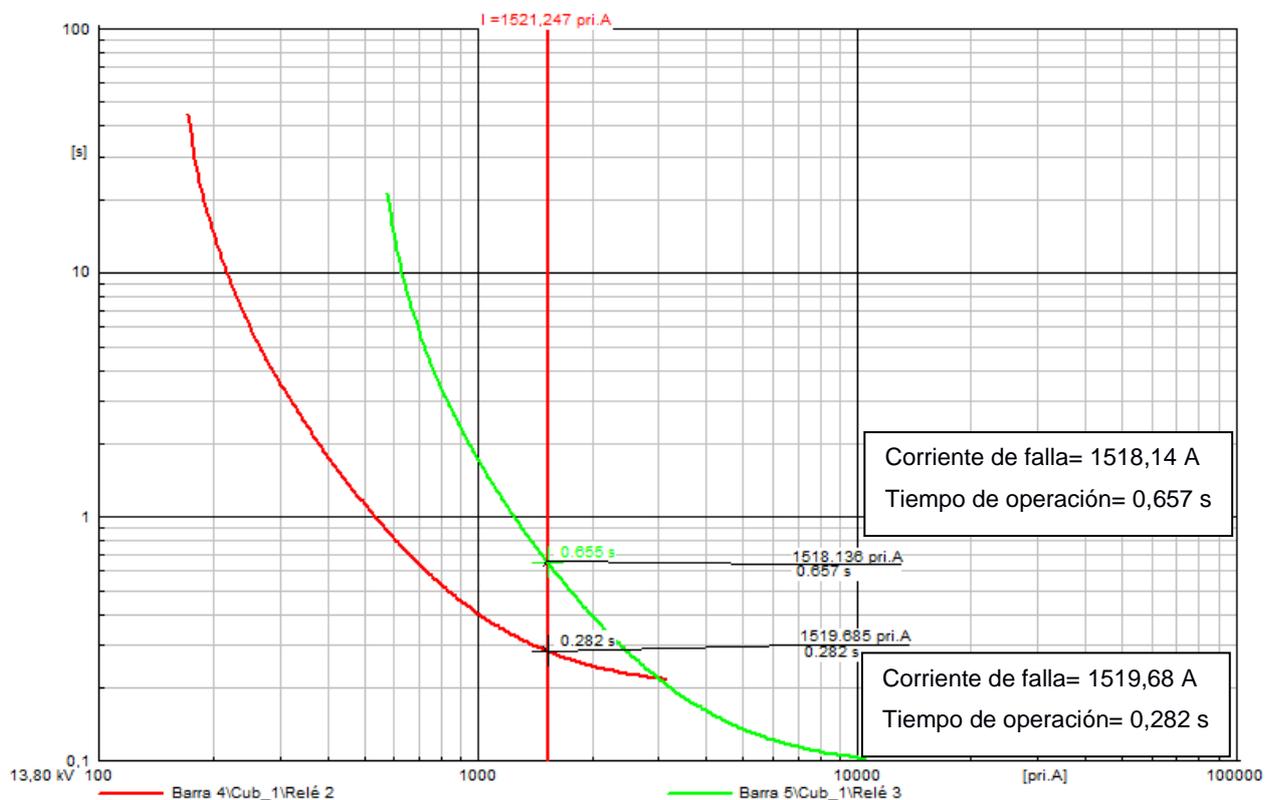


Figura 43: Curva de protección del relé primario 2 y relé de respaldo 3 del cuarto escenario de operación

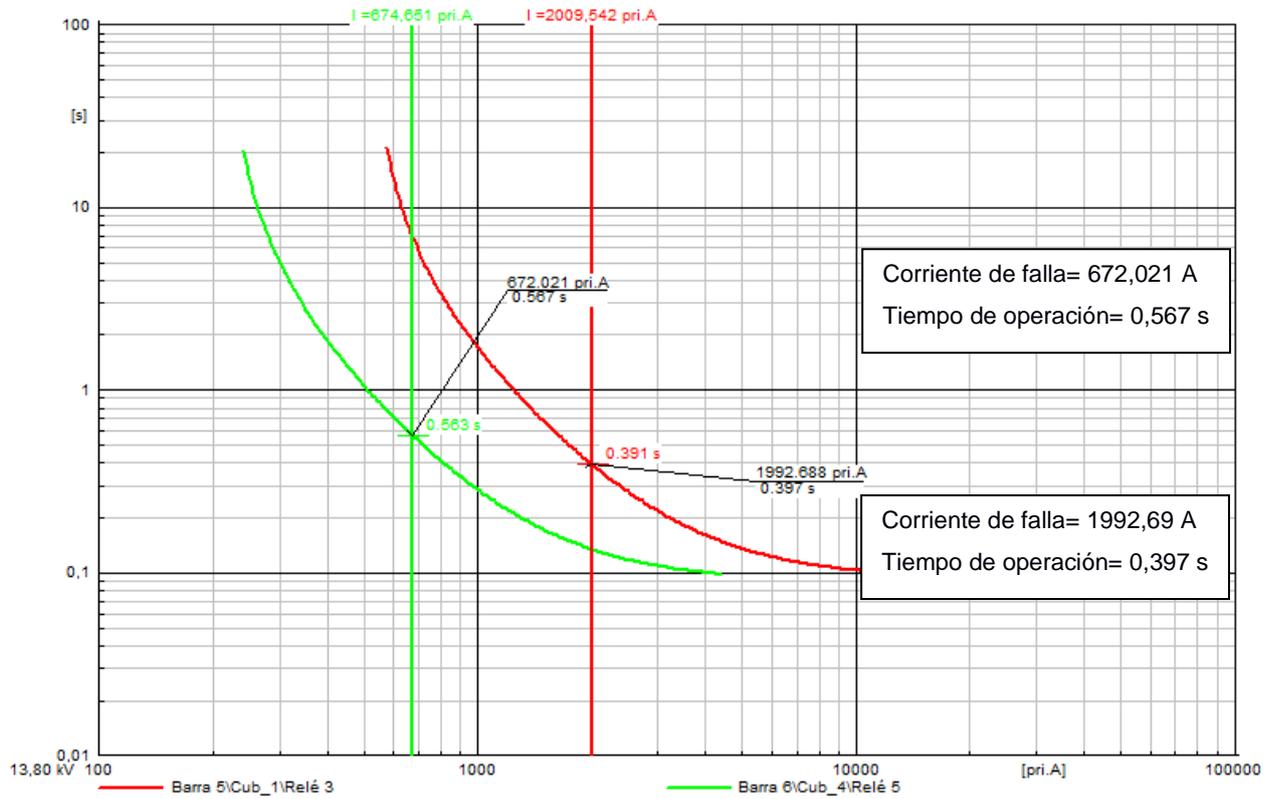


Figura 44: Curva de protección del relé primario 3 y relé de respaldo 5 del cuarto escenario de operación

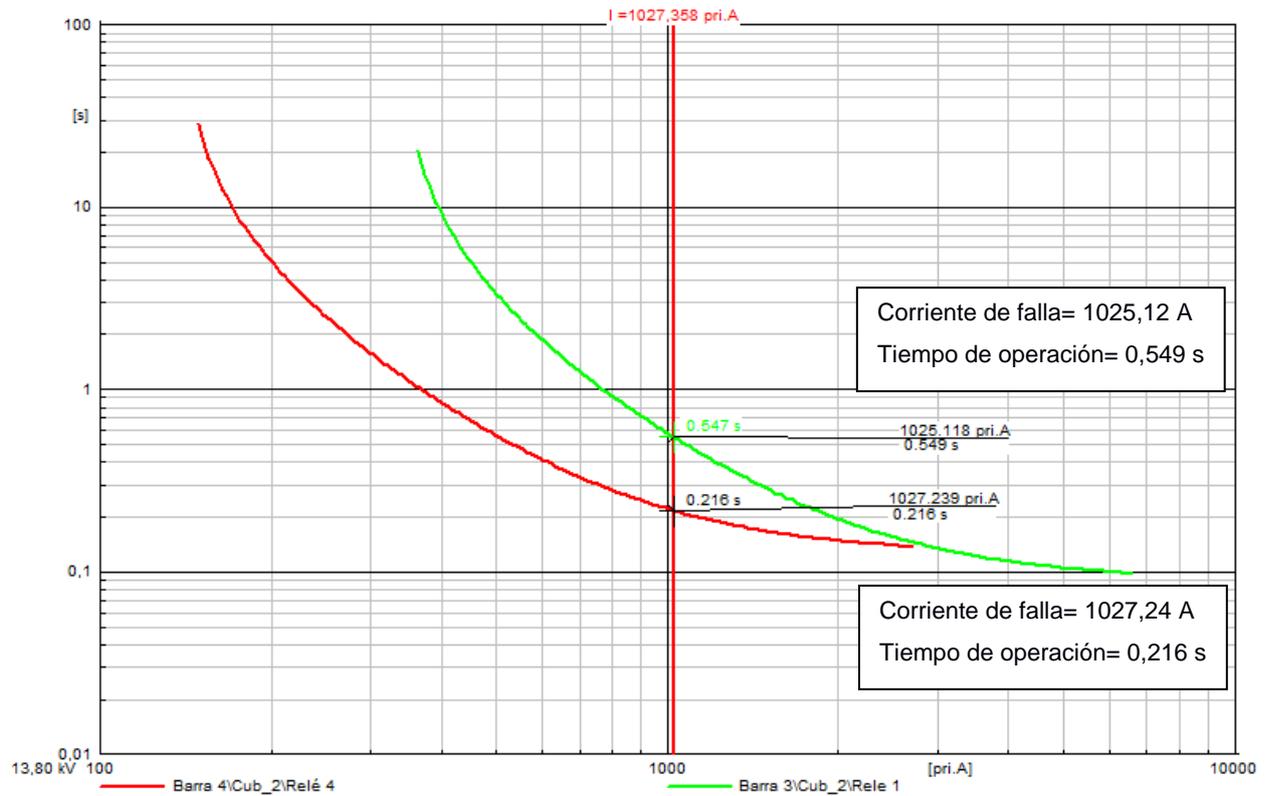


Figura 45: Curva de protección del relé primario 4 y relé de respaldo 1 del cuarto escenario de operación

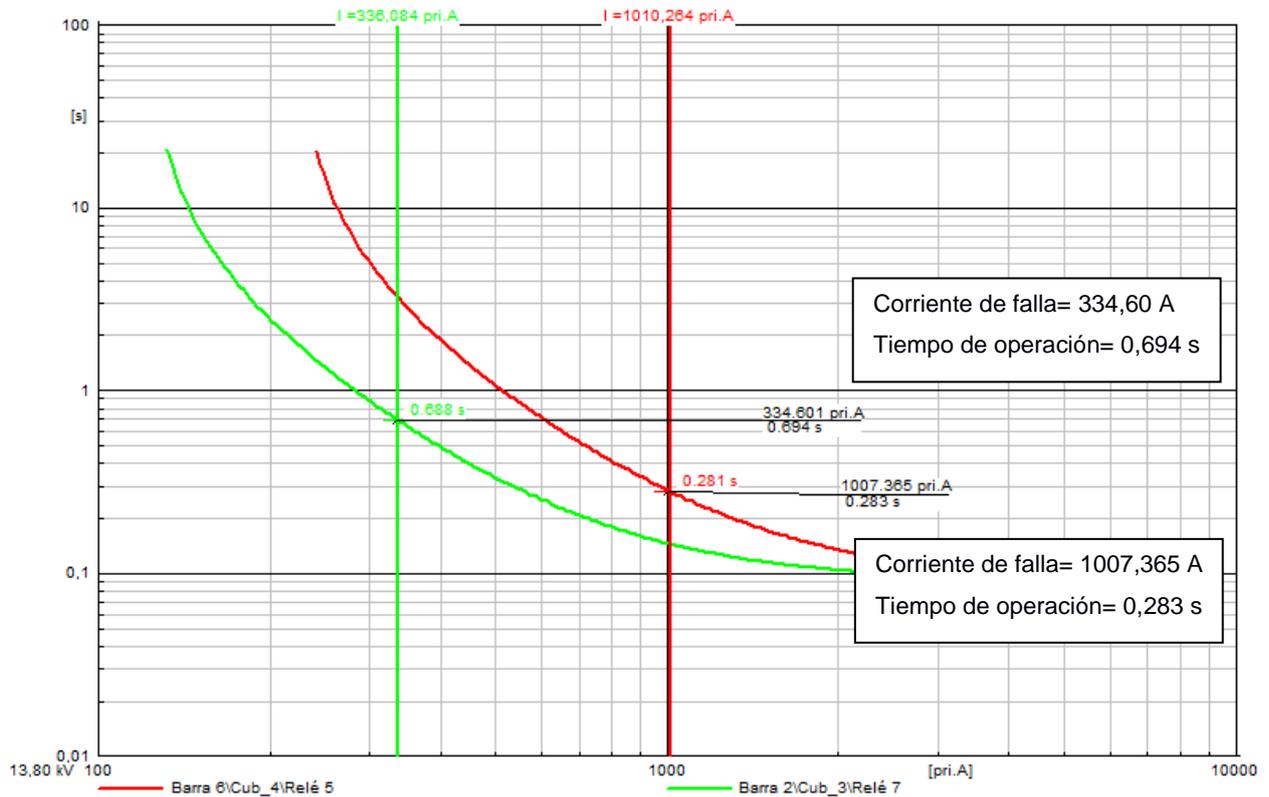


Figura 46: Curva de protección del relé primario 5 y relé de respaldo 7 del cuarto escenario de operación

De igual forma que los tres escenarios de operación anteriores, se muestra en la Tabla 3-8 los resultados de las simulaciones demostrando la efectividad del algoritmo MVMO en la optimización del punto de operación de los relés de protección.

Tabla 3-8: Resultados de las simulaciones de las protecciones eléctricas para el cuarto escenario

Relés	Simulación MVMO		Simulación PowerFactory	
	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)	Tiempo de operación de protección primaria (s)	Tiempo de operación de respaldo (s)
R1	0,31407	0,60827	0,303	0,569
R2	0,27617	0,62216	0,282	0,638
R3	0,37169	0,60578	0,397	0,563
R4	0,20907	0,57087	0,217	0,547
R5	0,29768	0,66203	0,281	0,688

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Este trabajo presenta un aporte adicional a los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente, en microrredes con generación distribuida. La principal característica diferenciadora es la del uso del algoritmo MVMO que, en conjunto con las características de una microrred, determina el dial de tiempo y la corriente de pickup de las protecciones de sobrecorriente. Al respecto se tiene que:

- Se implementó una microrred de ejemplo mediante la cual se pudo constatar las diferentes dificultades, como lo son las bajas corrientes de cortocircuito o flujos bidireccionales que presentan las microrredes.
- Se desarrollo un estudio de cortocircuito en todos los escenarios de operación, constatando la diferencia entre las magnitudes de corrientes de cortocircuito para diferentes escenarios. Se pudo demostrar para la microrred de estudio que en escenarios conectados a la red la corriente de cortocircuito ronda entre 4-7 KA mientras que en el escenario en isla se reduce entre 1 a -2 KA.
- Se detectó que las corrientes de cortocircuito de la microrred conectada a la red convencional son mayores, en comparación, a las obtenidas en el modo isla, esto se debe a la diferencia entre el aporte de corriente brindado por las maquinas síncronas y los generadores basados en inversores con tecnología de electrónica de potencia en lugar de máquinas rotativas de alta inercia.
- El nivel de cortocircuito de las microrredes está íntimamente ligado con la tecnología de los inversores que estas poseen siendo un aporte de corriente limitado. En el presente proyecto se demostró este comportamiento mediante la simulación de cortocircuito con la normativa IEC 60909-2016 referente a la operación de microrredes.
- El MVMO es un algoritmo de optimización de carácter genético que, a pesar de utilizar únicamente un solo valor a optimizar, este inherentemente logra realizar la optimización de todos los parámetros de protección establecidos.
- Todas las protecciones eléctricas primarias funcionaron en el rango de tiempo de operación establecido entre 0,3 y 0,5 s sin importar el escenario de

operación y con su respectiva curva de protección, y todas las simulaciones convergieron con menos de 2000 iteraciones cada una.

- Se desarrolló e implementó en conjunto con el MVMO un análisis de las barras del sistema para diferenciar los escenarios de operación y seleccionar de todas las curvas de operación disponibles, la opción correcta.
- Se demostró el comportamiento aleatorio y de carácter genético del algoritmo MVMO, realizando cuatro experimentos en cada simulación mediante la cual las cuatro evolucionan de manera distinta, pero convergen en el mismo punto de optimización.

4.2 Recomendaciones

- Con la parametrización de las protecciones eléctricas en microrredes se puede realizar mayor investigación en el ámbito de la direccionalidad de la corriente de cortocircuito y profundizar en más funciones de protecciones.
- Este proyecto se presenta como un aporte adicional a la investigación de la corriente de cortocircuito en microrredes, en este ámbito es recomendable la implementación mediante simulador en tiempo real con posibilidades de extender el trabajo a microrredes más ramificadas y con diferentes escenarios de generación y carga variable.
- Se plantea como futuro trabajo una comparativa entre esta metodología y las ya existentes (GA, PSO y TLBO) a fin de contrastar la velocidad de convergencia y el tiempo de procesamiento computacional entre cada metodología.
- Los factores de forma y de escala del MVMO afectan directamente a la evolución de la metodología a través de cada iteración. Es recomendable de que en cada caso de estudio se evalúe cuáles de estos valores proveen un mejor desenvolvimiento del algoritmo. En este proyecto se utilizaron los valores recomendados por los creadores del MVMO.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Li Chen y D. Villacis, «Diseño y simulación de las protecciones y operación de una microred para ciudad celeste La Marina», Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- [2] B. I. Andrango Santander y A. D. Valenzuela Santillán, «Operación de protecciones en microrredes basado en flujos óptimos de potencia AC», Universidad Politécnica Salesiana.
- [3] C. Sánchez, «Diseño de una microred basada en renovables para suministrar electricidad a un área de consesión de la empresa eléctrica regional centro sur».
- [4] J. L. Morejón Bastidas, «Localización de fallas en microrredes eléctricas basado en un modelo Markoviano», Universidad Politecnica Salesiana.
- [5] W. T. El-Sayed, M. A. Azzouz, H. H. Zeineldin, y E. F. El-Saadany, «A Harmonic Time-Current-Voltage Directional Relay for Optimal Protection Coordination of Inverter-Based Islanded Microgrids», *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, n.º 3, pp. 1904-1917, may 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3044350.
- [6] K. A. Saleh, H. H. Zeineldin, y E. F. El-Saadany, «Optimal Protection Coordination for Microgrids Considering N $\$-\1 Contingency», *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, n.º 5, pp. 2270-2278, oct. 2017, doi: 10.1109/TII.2017.2682101.
- [7] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, y C. R. Barreto-Calle, «Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador».
- [8] «Ecuador posee un 51,78% de energía renovable – ARCONEL». <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/ecuador-posee-un-5155-de-energia-renovable/> (accedido 15 de agosto de 2021).
- [9] «ECUADOR CONSOLIDA LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables». <https://www.recursoyenergia.gob.ec/ecuador-consolida-la-produccion-electrica-a-partir-de-fuentes-renovables/> (accedido 8 de marzo de 2022).
- [10] D. Sarkar y S. Kudkelwar, «Optimal over current relay coordination in Microgrid using a novel hybrid Water Cycle-Moth Flame algorithm», *Int J Syst Assur Eng Manag*, vol. 12, n.º 3, pp. 553-564, jun. 2021, doi: 10.1007/s13198-021-01114-x.
- [11] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama, y N. Muñoz-Galeano, «Optimal coordination of over-current relays in microgrids considering multiple characteristic curves», *Alexandria Engineering Journal*, vol. 60, n.º 2, pp. 2093-2113, abr. 2021, doi: 10.1016/j.aej.2020.12.012.
- [12] S. F. Zarei, H. Mokhtari, y F. Blaabjerg, «Fault Detection and Protection Strategy for Islanded Inverter-Based Microgrids», *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, n.º 1, pp. 472-484, feb. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2962245.
- [13] «Ecuador oferta al sector privado el desarrollo de bloque de energías renovables de 200 megavatios – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no

- Renovables». <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/ecuador-oferta-al-sector-privado-el-desarrollo-de-bloque-de-energias-renovables-de-200-megavattios/> (accedido 8 de marzo de 2022).
- [14] C. Li, P. Rakhra, P. J. Norman, G. M. Burt, y P. Clarkson, «Multi-Sample Differential Protection Scheme in DC Microgrids», *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, n.º 3, pp. 2560-2573, jun. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3005588.
- [15] W. T. El-Sayed, E. F. El-Saadany, y H. H. Zeineldin, «Interharmonic Differential Relay With a Soft Current Limiter for the Protection of Inverter-Based Islanded Microgrids», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, n.º 3, pp. 1349-1359, jun. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3006791.
- [16] «ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf». Accedido: 20 de octubre de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf>
- [17] «resolucion_nro._arcernnr-013-2021ed.pdf». Accedido: 9 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/resolucion_nro._arcernnr-013-2021ed.pdf
- [18] S. Manson y E. McCullough, «Practical Microgrid Protection Solutions: Promises and Challenges», *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, n.º 3, Art. n.º 3, may 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3057953.
- [19] S. C. Vegunta *et al.*, «AC Microgrid Protection System Design Challenges— A Practical Experience», *Energies*, vol. 14, n.º 7, Art. n.º 7, ene. 2021, doi: 10.3390/en14072016.
- [20] I. Erlich, G. K. Venayagamoorthy, y N. Worawat, «A Mean-Variance Optimization algorithm», en *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, Barcelona, Spain, jul. 2010, pp. 1-6. doi: 10.1109/CEC.2010.5586027.
- [21] «Welcome to the MVMO home page». <https://www.uni-due.de/mvmo/> (accedido 13 de octubre de 2021).
- [22] R. X. Looor Toro, «Reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica basada en optimización de mapeo media-varianza.», Escuela Politécnica Nacional.
- [23] D. Londono, W. Acevedo, y J. López-Lezama, «Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm Applied to the Optimal Reactive Power Dispatch», *Inge CUC*, vol. 17, p. 1, feb. 2021, doi: 10.17981/ingecuc.17.1.2021.19.
- [24] DigSilent, *PowerFactory 2021 User Manual*. 2021.
- [25] «IEC 60909-0:2016 | IEC Webstore». <https://webstore.iec.ch/publication/24100> (accedido 12 de enero de 2022).
- [26] CIRED, *Advanced Modeling of Inverter-Based Generators for Short-Circuit Current Calculations Based On IEC 60909-0:2016*. 25th International Conference on Electricity Distribution Madrid, 3-6 June 2019, 2019. Accedido: 11 de enero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/2>
- [27] J. Espinoza Guerrero y P. Estupiñán Segura, «Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión.», Universidad Politecnica Salesiana.

[28] R. D. Jaramillo Córdoba, «Desarrollo de un sistema de protección de sobrecorriente en una red de distribución con inyección de fuentes alternas de energía».

APENDICE

APENDICE 1

Topología de la microrred

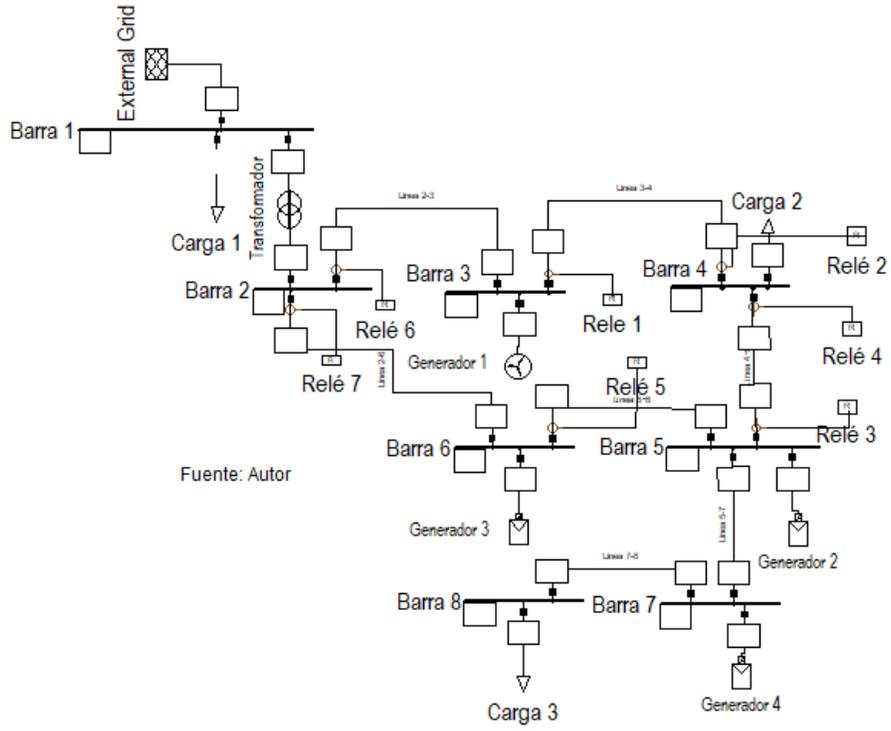


Figura 47: Distribución de elementos en la microrred

Datos de la microrred

Transformador

Name	2-Winding Transformer Type(1)				
Technology	Three Phase Transformer				
Rated Power	100.	MVA			
Nominal Frequency	60.	Hz			
Rated Voltage		Vector Group			
HV-Side	230.	kV	HV-Side	YN	
LV-Side	13.8	kV	LV-Side	YN	
Positive Sequence Impedance		<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding	Phase Shift	0.	*30deg
Short-Circuit Voltage uk	3.	%	Name	YNyn0	
Copper Losses	0.	kW			
Zero Sequence Impedance					
Short-Circuit Voltage uk0	3.	%			
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%			

Primera Carga

Input Mode	Default		...
Balanced/Unbalanced	Balanced		
Operating Point		Actual Values	
Active Power	90.	MW	90, MW
Reactive Power	30.	Mvar	30, Mvar
Voltage	1.	p.u.	
Scaling Factor	1.		1,
<input type="checkbox"/> Adjusted by Load Scaling	Zone Scaling Factor:		1,

Segunda Carga

Input Mode	Default	...
Balanced/Unbalanced	Balanced	
Operating Point		Actual Values
Active Power	1, MW	1, MW
Reactive Power	0,6 Mvar	0,6 Mvar
Voltage	1, p.u.	
Scaling Factor	1,	1,
<input checked="" type="checkbox"/> Adjusted by Load Scaling	Zone Scaling Factor:	1,

Tercera carga

Input Mode	Default	...
Balanced/Unbalanced	Balanced	
Operating Point		Actual Values
Active Power	4, MW	4, MW
Reactive Power	3,32 Mvar	3,32 Mvar
Voltage	1, p.u.	
Scaling Factor	1,	1,
<input checked="" type="checkbox"/> Adjusted by Load Scaling	Zone Scaling Factor:	1,

Primer generador (Eólico)

Dispatch		
Input Mode	Default	...
Active Power	1,2 MW	
Reactive Power	0, Mvar	
Voltage	1, p.u.	
Angle	0, deg	
Droop	1, %	
Prim. Frequency Bias	0, MW/Hz	

Segundo generador (Fotovoltaico)

External Station Controller ▾ ▸ ...

Operating Point

Active Power

Active Power 2000, kW

Prim. Frequency Bias 0, kW/Hz

Reactive Power/Voltage

Input Mode P, cos(phi) ▾ ...

Power Factor 0,8 ind. ▾

Voltage 1, p.u.

Angle 0, deg

Droop 1, %

Tercer generador (Fotovoltaico)

Operating Point

Active Power

Active Power 1000, kW

Prim. Frequency Bias 0, kW/Hz

Reactive Power/Voltage

Input Mode P, cos(phi) ▾ ...

Power Factor 0,8 ind. ▾

Voltage 1, p.u.

Angle 0, deg

Droop 1, %

Cuarto generador (Fotovoltaico)

Operating Point

Active Power

Active Power kW

Prim. Frequency Bias kW/Hz

Reactive Power/Voltage

Input Mode ...

Power Factor ...

Voltage p.u.

Angle deg

Droop %

Línea de distribución de barra 2 a barra 3

Number of parallel Lines <input type="text" value="1"/>	Resulting Values
Parameters	
Thermal Rating <input type="text" value="..."/>	
Length of Line <input type="text" value="5."/> km	
Derating Factor <input type="text" value="1."/>	
Laying <input type="text" value="Ground"/>	Rated Current (act.) 0,265 kA
	Pos. Seq. Impedance, Z1 1,47071 Ohm
	Pos. Seq. Impedance, Angle 23,27717 deg
	Pos. Seq. Resistance, R1 1,351 Ohm
	Pos. Seq. Reactance, X1 0,5811945 Ohm
	Zero Seq. Resistance, R0 5,4045 Ohm
	Zero Seq. Reactance, X0 2,324778 Ohm
	Earth-Fault Current, Ice 9,50068 A
	Earth Factor, Magnitude 1,000104
	Earth Factor, Angle -0,00256299 deg

Línea de distribución de barra 3 a barra 4

Number of parallel Lines <input type="text" value="1"/>	Resulting Values
Parameters	
Thermal Rating <input type="text" value="..."/>	
Length of Line <input type="text" value="3."/> km	
Derating Factor <input type="text" value="1."/>	
Laying <input type="text" value="Ground"/>	Rated Current (act.) 0,44 kA
	Pos. Seq. Impedance, Z1 0,4232988 Ohm
	Pos. Seq. Impedance, Angle 43,6473 deg
	Pos. Seq. Resistance, R1 0,3063 Ohm
	Pos. Seq. Reactance, X1 0,2921681 Ohm
	Zero Seq. Resistance, R0 1,2255 Ohm
	Zero Seq. Reactance, X0 1,168673 Ohm
	Earth-Fault Current, Ice 8,100066 A
	Earth Factor, Magnitude 1,000171
	Earth Factor, Angle -0,00933671 deg

Línea de distribución de barra 4 a barra 5

Number of parallel Lines		1
Parameters		
Thermal Rating	▼ → ...	
Length of Line	2, <input type="text"/>	km
Derating Factor	1, <input type="text"/>	
Laying	Ground	▼
Resulting Values		
Rated Current (act.)		0,4 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1		0,3231639 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle		38,47457 deg
Pos. Seq. Resistance, R1		0,253 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1		0,201062 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0		1,0118 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0		0,804248 Ohm
Earth-Fault Current, Ice		5,000102 A
Earth Factor, Magnitude		0,9998386
Earth Factor, Angle		0,00735189 deg

Línea de distribución de barra 5 a barra 6

Number of parallel Lines		1
Parameters		
Thermal Rating	▼ → ...	
Length of Line	3, <input type="text"/>	km
Derating Factor	1, <input type="text"/>	
Laying	Ground	▼
Resulting Values		
Rated Current (act.)		0,398 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1		0,4847459 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle		38,47457 deg
Pos. Seq. Resistance, R1		0,3795 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1		0,301593 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0		1,5177 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0		1,206372 Ohm
Earth-Fault Current, Ice		7,500153 A
Earth Factor, Magnitude		0,9998386
Earth Factor, Angle		0,00735189 deg

Línea de distribución de barra 6 a barra 2

Number of parallel Lines		1
Parameters		
Thermal Rating	▼ → ...	
Length of Line	7, <input type="text"/>	km
Derating Factor	1, <input type="text"/>	
Laying	Ground	▼
Resulting Values		
Rated Current (act.)		0,45 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1		0,9876972 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle		43,6473 deg
Pos. Seq. Resistance, R1		0,7147 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1		0,6817256 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0		2,8595 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0		2,726902 Ohm
Earth-Fault Current, Ice		18,90015 A
Earth Factor, Magnitude		1,000171
Earth Factor, Angle		-0,00933671 deg

Línea de distribución de barra 5 a barra 7

Number of parallel Lines		1
Parameters		
Thermal Rating	▼ → ...	
Length of Line	3.	km
Derating Factor	1.	
Laying	Ground	▼
Resulting Values		
Rated Current (act.)		0,505 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1		0,368165 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle		50,17284 deg
Pos. Seq. Resistance, R1		0,2358 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1		0,2827433 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0		0,9426 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0		1,130973 Ohm
Earth-Fault Current, Ice		9,001161 A
Earth Factor, Magnitude		0,9996521
Earth Factor, Angle		0,02390561 deg

Línea de distribución de barra 7 a barra 8

Number of parallel Lines		1
Parameters		
Thermal Rating	▼ → ...	
Length of Line	2.	km
Derating Factor	1.	
Laying	Ground	▼
Resulting Values		
Rated Current (act.)		0,315 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1		0,4473804 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle		29,44274 deg
Pos. Seq. Resistance, R1		0,3896 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1		0,2199114 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0		1,5586 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0		0,8796456 Ohm
Earth-Fault Current, Ice		4,39937 A
Earth Factor, Magnitude		1,00013
Earth Factor, Angle		-0,00419452 deg

APENDICE 2

Código de algoritmo MVMO implementado en MATLAB

```
%% Optimización de curvas de relés de sobrecorriente mediante MVMO
% Por: Ing. Silvio Ordóñez
clear all
clc
format long

%% Selección del archivo de flujo de potencia para la determinación del
escenario
disp('*****Seleccione el archivo de flujo de potencia del Escenario
planteado*****');
disp(' ');
[file_Es,path_Es] = uigetfile('*.xlsx');
if isequal(file_Es,0)
    disp('User selected Cancel');
else
    disp(['User selected ', fullfile(path_Es,file_Es)]);
end
%% Análisis de datos
Docu_Esce=xlsread(file_Es);
Barras=[2 3 5 6 7];
Conexiones=[3 3 4 3 3];
Es_max=length(Barras);

P_act=zeros(1,Es_max);
P_rec=zeros(1,Es_max);
for Es=1:1:Es_max
    fil=11; % Columna inicial de análisis
    while fil<=54
        if Barras(Es)==Docu_Esce(fil,1)
            for aa=fil:1:fil+Conexiones(Es)-2
                P_act(Es)=P_act(Es)+Docu_Esce(aa+3,4);
                P_rec(Es)=P_rec(Es)+Docu_Esce(aa+3,5);
            end
        else
            end
            fil=fil+1;
        end
    end
end

On=zeros(1,Es_max);
for Es=1:1:Es_max
    if abs(P_act(Es))>=0.03 || abs(P_rec(Es))>=0.03
        On(Es)=1;
    else
        On(Es)=0;
    end
end

%% Disposición de los escenarios para la validación del código
if On==[1 1 1 1 1]
    Escenario=1;
    disp(' ');
end
```

```

        disp('*****El caso de estudio presenta el primer escenario de
operación*****');
end
if On==[1 1 0 1 0]
    Escenario=2;
    disp(' ');
    disp('*****El caso de estudio presenta el segundo escenario de
operación*****');
end
if On==[1 0 1 0 1]
    Escenario=3;
    disp(' ');
    disp('*****El caso de estudio presenta el tercer escenario de
operación*****');
end
if On==[0 1 1 1 1]
    Escenario=4;
    disp(' ');
    disp('*****El caso de estudio presenta el cuarto escenario de
operación*****');
end
disp(' ');

%% Selección del archivo con los parámetros de simulación
disp('*****Seleccione el archivo con los parámetros de
simulación*****');
disp(' ');
[file,path] = uigetfile('*.xlsx');
if isequal(file,0)
    disp('User selected Cancel');
else
    disp(['User selected ', fullfile(path,file)]);
end
%%
if Escenario==1
    Current = xlsread(file,'Corrientes de falla OM1');
    Data = xlsread(file,'Límites de los parámetros OM1');
end
%%
if Escenario==2
    Current = xlsread(file,'Corrientes de falla OM2');
    Data = xlsread(file,'Límites de los parámetros OM2');
end

if Escenario==3
    Current = xlsread(file,'Corrientes de falla OM3');
    Data = xlsread(file,'Límites de los parámetros OM3');
end

if Escenario==4
    Current = xlsread(file,'Corrientes de falla OM4');
    Data = xlsread(file,'Límites de los parámetros OM4');
end

fs=1; % Factor de escala

```

```

fault=Current(:,2)'; % Corriente de falla detectada por
los relés de protección principal
fault_s=Current(:,4)'; % Corriente de falla detectada por
los relés de protección de respaldo
orden=Current(:,3)'; % Orden que presentan los relés de
protección de respaldo
Tipe_c=Data(:,2)'; % Tipo de curva del 1 al 6 IEEE
del 7 al 11 IEC
CTI=Data(1,5); % Tiempo mínimo de protección de
respaldo
Dd0=0.25; % Fcator Delta valor entre 0.01 y
0.4
TMS_min=Data(3,5); % Dial de tiempo mínimo de los
relés
TMS_max=Data(4,5); % Dial de tiempo máximo de los
relés
top_min=Data(5,5); % Tiempo de operación minima de
operación del relé
top_max=Data(6,5); % Tiempo de operación máxima de
operación del relé
CTImax=Data(2,5); % Tiempo máximod de protección de
respaldo
Ipickup_min=Current(:,5)'; % Corriente de pick up minimo
Ipickup_max=Current(:,6)'; % Corriente de pick up máximo
R=length(fault); % Número de réles a analizar
seal=zeros(1,R);
Curv=1; % Inicialización de las curvas del
MVMO
A=[0.0103 3.922 5.64 8.9341 0.2663 5.6143 0.05 0.14 13.5 80 120]; %
Valores A de relés IEEE y IEC
B=[0.02 2 2 2.0938 1.2969 1 0.04 0.02 1 2 1]; %
Valores B de relés IEEE y IEC
C=[0.0228 0.0982 0.0243 0.17966 0.03393 2.18592 0 0 0 0 0]; %
Valores C de relés IEEE y IEC
N_iter=2000;
while Curv<=4 % Número de curvas para analizar
    di=(rand(1,10)*4)+1;
    pn=5; %Cantidad de población analizada
    m=5; %Cantidad de miembros a mutar de
la población
    Ipickup=rand(pn,R);
    TMS=rand(pn,R);
    S=zeros(2,m);
    iter=1;
    while iter<=N_iter
    % disp(iter)
    %% Evaluación del cumplimiento de los límites establecidos
    j=1;
    while j<=pn

        if iter==1
            Ipickup_b(j,:)=Current(:,7)';
            TMS_b(j,:)= [0.5 0.5 0.5 0.5 0.5];
        end

        %%
    for i=1:R

```

```

        Ipickup_n(j,i)=(Ipickup(j,i).*(Ipickup_max(i)'-
Ipickup_min(i)')+Ipickup_min(i)');
        TMS_n(j,i)=(TMS(j,i).*(TMS_max-TMS_min))+TMS_min;
    end
    OK=zeros(1,R);
    OK2=zeros(1,R);
    Band=0;
    Band2=0;

    while Band<1 || Band2<1
    for i=1:R
        if Ipickup_n(j,i)>Ipickup_max(i)
            Ipickup_n(j,i)=Ipickup_max(i)*0.95;
        end
        if Ipickup_n(j,i)<Ipickup_min(i)
            Ipickup_n(j,i)=Ipickup_min(i)*1.05;
        end

t(j,i)=TMS_n(j,i)*((A(Tipe_c(i)))/((fault(i)/Ipickup_n(j,i))^B(Tipe_c(i)
)-1))+C(Tipe_c(i)));

        if t(j,i)>top_min && t(j,i)<top_max
            OK(i)=1;
        end

        if t(j,i)<top_min
            TMS_n(j,i)=TMS_n(j,i)*1.05;
            Ipickup_n(j,i)=Ipickup_n(j,i)*1.05;
            if Ipickup_n(j,i)>Ipickup_max(i)
                Ipickup_n(j,i)=Ipickup_max(i)*0.95;
            end
        end

        if t(j,i)>top_max
            TMS_n(j,i)=TMS_n(j,i)*0.9;
            Ipickup_n(j,i)=Ipickup_n(j,i)*0.9;
            if Ipickup_n(j,i)<Ipickup_min(i)
                Ipickup_n(j,i)=Ipickup_min(i)*1.1;
            end
        end

        TMS(j,i)=abs((TMS_n(j,i)-TMS_min)/(TMS_max-TMS_min));
        Ipickup(j,i)=abs((Ipickup_n(j,i)-Ipickup_min(i))/(Ipickup_max(i)-
Ipickup_min(i)));
    end
    %%%%%%%%%
    for i=1:R

t_b(j,i)=TMS_b(j,i)*((A(Tipe_c(orden(i)))/((fault_s(i)/Ipickup_b(j,i))^B(
Tipe_c(orden(i)))-1))+C(Tipe_c(orden(i))));

        if t_b(j,i)-t(j,i)<CTI
            if TMS_b(j,i)<TMS_min
                TMS_b(j,i)=TMS_b(j,i)*1.05;
            end
            if Ipickup_b(j,i)<fault_s(i)

```

```

        Ipickup_b(j,i)=Ipickup_b(j,i)*1.05;
    else
        Ipickup_b(j,i)=Ipickup_b(j,i)*0.9;
    end
else
    OK2(i)=1;
end

%     if orden(i)>R
if t_b(j,i)-t(j,i)>CTImax
    TMS_b(j,i)=TMS_b(j,i)*0.95;
    while TMS_b(j,i)<=TMS_min
        TMS_b(j,i)=TMS_b(j,i)*1.05;
    end
    if Ipickup_b(j,i)<Ipickup_min(i) %fault_s(i)
        Ipickup_b(j,i)=Ipickup_b(j,i)*1.05;
    else
        Ipickup_b(j,i)=Ipickup_b(j,i)*0.9;
    end
end
%     end

if orden(i)<=R
    TMS_n(j,orden(i))=TMS_b(j,i);
    Ipickup_n(j,orden(i))=Ipickup_b(j,i);
end

end
%%%%%%
if OK==ones(1,R)
    Band=1;
end
if OK2==ones(1,R)
    Band2=1;
end

end
T(j)=sum(t(j,:));
j=j+1;
end
[~,T_min]=min(T);
fit=[Ipickup TMS];
X_best=fit(T_min,:);
T_best(iter)=T(T_min);
%% Determinación de la función de mapeo
p=randperm(2*R,m);
x_mean=mean(fit);
x_var=var(fit,1);
Si=-log(x_var)*fs;
S1=Si;
S2=Si;
for i=1:m
    if Si(p(i))>0
        k=rand();
        Dd=(1+Dd0)+(2*Dd0*(k-0.5));
        if Si(p(i))>di(p(i))

```

```

        di(p(i))=di(p(i))*Dd;
    else
        di(p(i))=di(p(i))/Dd;
    end
    if k>=0.5
        S1(p(i))=Si(p(i));
        S2(p(i))=di(p(i));
    else
        S1(p(i))=di(p(i));
        S2(p(i))=Si(p(i));
    end
end
end
% Busqueda de los valores h
for i=1:m
    k=rand();
    h0(p(i))=(1-x_mean(p(i)))*exp(-S2(p(i)));
    h1(p(i))=(x_mean(p(i)))*(1-exp(-S1(p(i))))+(1-x_mean(p(i)));
    hx(p(i))=((x_mean(p(i)))*(1-exp(-S1(p(i))*k)))+(1-
x_mean(p(i)))*exp((k-1)*S2(p(i)));
end
Xc_m=X_best;
for i=1:m
    Xc_m(p(i))=hx(p(i))+(1-h1(p(i))+h0(p(i)))*rand()-h0(p(i));
end
X_new=[fit;Xc_m];

Ipickup_new=(Xc_m(:,1:R).*(Ipickup_max-Ipickup_min))+Ipickup_min;
TMS_new=(Xc_m(:,R+1:2*R).*(TMS_max-TMS_min))+TMS_min;

for i=1:R

tf(i)=TMS_new(i)*((A(Tipe_c(i)))/((fault(i)/Ipickup_new(i))^B(Tipe_c(i))-
1))+C(Tipe_c(i)));

    if tf(i)>t(T_min,i)
        TMS_new(i)=TMS_n(T_min,i);
        Ipickup_new(i)=Ipickup_n(T_min,i);
        tf(i)=t(T_min,i);
    end

end

Tf=sum(tf);
Compl=[T' fit;Tf Xc_m];
[~, ddd] = sort(Compl(:, 1));
Final=Compl(ddd,:);
Ipickup=Final(1:pn,2:(R+1));
TMS=Final(1:pn,(R+2):(2*R+1));
iter=iter+1;
end
hold on
plot(T_best)
grid
if Curv==1
    disp(' ');

```

```

        disp('****Primera curva del MVMO ejecutada****');
    end
    if Curv==2
        disp(' ');
        disp('****Segunda curva del MVMO ejecutada****');
    end
    if Curv==3
        disp(' ');
        disp('****Tercera curva del MVMO ejecutada****');
    end
    if Curv==4
        disp(' ');
        disp('****Cuarta curva del MVMO ejecutada****');
    end
    Curv=Curv+1;
end
title('Optimización de parámetros de protección')
xlabel('Número de iteraciones')
ylabel('Tiempo de operación')
legend({'Run 1', 'Run 2', 'Run 3', 'Run 4'}, 'Location', 'northeast')
%%%%%% Resultados
o=1:R;
Result_Ip=Ipickup_n(1,:);
Result_TMS=TMS_n(1,:);
Result=[Result_Ip Result_TMS];
format shortG
NomSIMU={'Rele_de_sobrecorriente', 'Rele_de_respaldo', 'Corriente_de_pick_u
p', 'Dial_de_tiempo', 'Tiempo_de_operacion', 'Tiempo_de_respaldo'};
RT=table(o,'orden',Result(:,1),Result(:,2),t(1,:),t_b(1,:), 'VariableNam
es', NomSIMU);
disp(' ');
disp('*****MAESTRÍA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*****');
disp('*****OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE
RELÉS DE SOBRECORRIENTE MEDIANTE MVMO*****');
disp('*****POR: Silvio
Eduardo Ordóñez Buele*****');
disp(RT)

```

APENDICE 3

Flujo de potencia del modo conectado a la red

										DIGSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 3/24/2022	
Load Flow Calculation										Busbars/Terminals			
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Tap Adjust of Transformers		No		Automatic Model Adaptation for Convergence			No	
Consider Reactive Power Limits					No		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes			1,00 kVA 0,10 %			
Model Equations													
Grid: Nine_Bus			System Stage: Nine_Bus			Study Case: Study Case			Annex: / 1				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power []	Reactive Power []	Power Factor [-]	Current []	Loading [%]	Additional Data				
Barra 1													
230,00	1,00	230,00	0,00						P10: 90,00 MW Q10: 30,00 Mvar				
Cub_1 /Lod		Carga 1		90,00	30,00	0,95	0,24		Sk": 10000,00 MVA				
Cub_5 /Xnet		External Grid		88,98	30,76	0,95	0,24		Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0				
Cub_4 /Tr2		Transformador		-1,02	0,76	-0,80	0,00	1,27					
Barra 2													
13,80	1,00	13,80	0,02						Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0				
Cub_1 /Tr2		Transformador		1,02	-0,76	0,80	0,05	1,27	Pv: 1,74 kW cLod: 0,14 Mvar L: 7,00 km				
Cub_3 /Lne		Linea 2-6		-0,67	0,04	-1,00	0,03	6,46	Pv: 4,87 kW cLod: 0,07 Mvar L: 5,00 km				
Cub_4 /Lne		Linea 2-3		-0,35	0,72	-0,44	0,03	13,57					
Barra 3													
13,80	1,00	13,80	0,38						Pv: 1,16 kW cLod: 0,06 Mvar L: 3,00 km				
Cub_3 /Genstat		Generador 1		1,20	-0,92	0,79	0,06	18,90	Pv: 4,87 kW cLod: 0,07 Mvar L: 5,00 km				
Cub_2 /Lne		Linea 3-4		0,84	-0,14	0,99	0,04	8,12					
Cub_4 /Lne		Linea 2-3		0,36	-0,78	0,41	0,04	13,57					
Barra 4													
13,80	1,00	13,78	0,30						P10: 1,00 MW Q10: 0,60 Mvar				
Cub_3 /Lod		Carga 2		1,00	0,60	0,86	0,05		Pv: 1,16 kW cLod: 0,06 Mvar L: 3,00 km				
Cub_1 /Lne		Linea 3-4		-0,84	0,08	-1,00	0,04	8,12	Pv: 0,61 kW cLod: 0,04 Mvar L: 2,00 km				
Cub_2 /Lne		Linea 4-5		-0,16	-0,68	-0,23	0,03	7,30					
Barra 6													
13,80	1,00	13,83	0,18						Pv: 1,74 kW cLod: 0,14 Mvar L: 7,00 km				
Cub_3 /Pvsys		Generador 3		1,00	0,75	0,80	0,05	25,00	Pv: 2,04 kW cLod: 0,06 Mvar L: 3,00 km				
Cub_2 /Lne		Linea 2-6		0,67	-0,18	0,97	0,03	6,46					
Cub_4 /Lne		Linea 5-6		0,33	0,93	0,33	0,04	10,91					
Grid: Nine_Bus System Stage: Nine_Bus Study Case: Study Case Annex: / 2													
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power []	Reactive Power []	Power Factor [-]	Current []	Loading [%]	Additional Data				
Barra 5													
13,80	1,00	13,80	0,26						Pv: 0,61 kW cLod: 0,04 Mvar L: 2,00 km				
Cub_4 /Pvsys		Generador 2		2,00	1,50	0,80	0,10	50,00	Pv: 10,18 kW cLod: 0,07 Mvar L: 3,00 km				
Cub_1 /Lne		Linea 4-5		0,16	0,64	0,24	0,03	7,30	Pv: 2,04 kW cLod: 0,06 Mvar L: 3,00 km				
Cub_2 /Lne		Linea 5-7		2,17	1,84	0,76	0,12	23,93					
Cub_3 /Lne		Linea 5-6		-0,33	-0,99	-0,31	0,04	10,91					
Barra 7													
13,80	0,99	13,72	0,21						Pv: 10,18 kW cLod: 0,07 Mvar L: 3,00 km				
Cub_3 /Pvsys		Generador 4		1,90	1,42	0,80	0,10	47,50	Pv: 57,11 kW cLod: 0,03 Mvar L: 2,00 km				
Cub_1 /Lne		Linea 5-7		-2,16	-1,90	-0,75	0,12	23,93					
Cub_4 /Lne		Linea 7-8		4,06	3,32	0,77	0,22	70,30					
Barra 8													
13,80	0,98	13,55	0,33						P10: 4,00 MW Q10: 3,32 Mvar				
Cub_3 /Lod		Carga 3		4,00	3,32	0,77	0,22		Pv: 57,11 kW cLod: 0,03 Mvar L: 2,00 km				
Cub_4 /Lne		Linea 7-8		-4,00	-3,32	-0,77	0,22	70,30					

APENDICE 4

Flujo de potencia del modo isla

										DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 3/24/2022	
Load Flow Calculation										Busbars/Terminals			
AC Load Flow, balanced, positive sequence										Automatic Model Adaptation for Convergence			
Automatic Tap Adjust of Transformers										No			
Consider Reactive Power Limits										Max. Acceptable Load Flow Error for			
										Nodes Model Equations			
										1,00 kVA 0,10 %			
Grid: Nine_Bus			System Stage: Nine_Bus			Study Case: Study Case			Annex: / 1				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power []	Reactive Power []	Power Factor [-]	Current []	Loading [%]	Additional Data				
Barra 1													
230,00	1,00	230,00	0,00										
Cub_1 /Lod		Carga 1		90,00	30,00	0,95	0,24		P10:	90,00 MW	Q10:	30,00 Mvar	
Cub_5 /Xnet		External Grid		90,00	30,00	0,95	0,24		Sk":	10000,00 MVA			
Cub_4 /Tr2		Transformador		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Tap:	0,00	Min:	0	Max: 0
Barra 2													
13,80	1,00	13,83	-0,05										
Cub_1 /Tr2		Transformador		0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Tap:	0,00	Min:	0	Max: 0
Cub_3 /Lne		Linea 2-6		-0,21	-0,18	-0,76	0,01	2,52	Pv:	0,20 kW	cLod:	0,14 Mvar	L: 7,00 km
Cub_4 /Lne		Linea 2-3		0,21	0,18	0,76	0,01	5,06	Pv:	0,62 kW	cLod:	0,07 Mvar	L: 5,00 km
Barra 3													
13,80	1,00	13,80	0,00										
Cub_3 /Genstat		Generador 1		0,17	-0,16	0,72	0,01	2,96					
Cub_2 /Lne		Linea 3-4		0,38	0,08	0,98	0,02	3,83	Pv:	0,25 kW	cLod:	0,06 Mvar	L: 3,00 km
Cub_4 /Lne		Linea 2-3		-0,21	-0,25	-0,64	0,01	5,06	Pv:	0,62 kW	cLod:	0,07 Mvar	L: 5,00 km
Barra 4													
13,80	1,00	13,79	-0,02										
Cub_3 /Lod		Carga 2		1,00	0,60	0,86	0,05		P10:	1,00 MW	Q10:	0,60 Mvar	
Cub_1 /Lne		Linea 3-4		-0,38	-0,14	-0,94	0,02	3,83	Pv:	0,25 kW	cLod:	0,06 Mvar	L: 3,00 km
Cub_2 /Lne		Linea 4-5		-0,62	-0,46	-0,81	0,03	8,10	Pv:	0,78 kW	cLod:	0,04 Mvar	L: 2,00 km
Barra 6													
13,80	1,00	13,85	-0,03										
Cub_3 /Pvsys		Generador 3		1,00	0,75	0,80	0,05	25,00					
Cub_2 /Lne		Linea 2-6		0,21	0,04	0,98	0,01	2,52	Pv:	0,20 kW	cLod:	0,14 Mvar	L: 7,00 km
Cub_4 /Lne		Linea 5-6		0,79	0,71	0,74	0,04	11,57	Pv:	2,33 kW	cLod:	0,06 Mvar	L: 3,00 km
Grid: Nine_Bus													
System Stage: Nine_Bus			Study Case: Study Case			Annex: / 2							
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power []	Reactive Power []	Power Factor [-]	Current []	Loading [%]	Additional Data				
Barra 5													
13,80	1,00	13,81	-0,02										
Cub_4 /Pvsys		Generador 2		2,00	1,50	0,80	0,10	50,00					
Cub_1 /Lne		Linea 4-5		0,62	0,42	0,83	0,03	8,10	Pv:	0,78 kW	cLod:	0,04 Mvar	L: 2,00 km
Cub_2 /Lne		Linea 5-7		2,17	1,84	0,76	0,12	23,91	Pv:	10,16 kW	cLod:	0,07 Mvar	L: 3,00 km
Cub_3 /Lne		Linea 5-6		-0,79	-0,77	-0,72	0,05	11,57	Pv:	2,33 kW	cLod:	0,06 Mvar	L: 3,00 km
Barra 7													
13,80	1,00	13,73	-0,07										
Cub_3 /Pvsys		Generador 4		1,90	1,42	0,80	0,10	47,50					
Cub_1 /Lne		Linea 5-7		-2,16	-1,90	-0,75	0,12	23,91	Pv:	10,16 kW	cLod:	0,07 Mvar	L: 3,00 km
Cub_4 /Lne		Linea 7-8		4,06	3,32	0,77	0,22	70,25	Pv:	57,02 kW	cLod:	0,03 Mvar	L: 2,00 km
Barra 8													
13,80	0,98	13,56	0,06										
Cub_3 /Lod		Carga 3		4,00	3,32	0,77	0,22		P10:	4,00 MW	Q10:	3,32 Mvar	
Cub_4 /Lne		Linea 7-8		-4,00	-3,32	-0,77	0,22	70,25	Pv:	57,02 kW	cLod:	0,03 Mvar	L: 2,00 km