



Modelo Inteligente para Determinar y Verificar Automáticamente los Ajustes de Relés de Distancia

Juan Fernando Piñeros Saldarriaga

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Medellín, Colombia

2016

Modelo Inteligente para Determinar y Verificar Automáticamente los Ajustes de Relés de Distancia

Juan Fernando Piñeros Saldarriaga

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería

Director:

M.Sc. Jhon Albeiro Calderón Serna

Codirector:

Ph.D. Jaime Alejandro Valencia Velásquez

Asesor Interno:

M.Sc. Noé Alejandro Mesa Quintero

Línea de Investigación:

Mantenimiento, Diagnóstico y Protección de Sistemas Eléctricos

Grupo de Investigación:

Grupo de Investigación en Manejo Eficiente de la Energía – GIMEL

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Medellín, Colombia

2016

A mi Madre que siempre está ahí pendiente, y que tanto te has esforzado para que tus hijos tuviéramos un mejor futuro, por tu paciencia en todo este tiempo en el que estuve ausente.

A mi tío Carlos, eres mi Padrino en la ingeniería, jamás olvidaré ese curso que me diste, me abrió la puerta a lo que hoy me apasiona, estamos contigo!

A mi familia, por ser mi motor en todo este proceso.

A aquellos que escucharon y comprendieron en todo este tiempo.

A Nikola Tesla, grandes lecciones nos dejaste y siento que tu conciencia hace mucha falta hoy.

Agradecimientos

A José Jaramillo Serna y a Guillermo Monsalve por creer en las ideas y con quienes empezamos a trabajar en esta línea de investigación creando en el año 2012 el primer DPL para la ejecución automática de fallas con el fin de mejorar la coordinación de los relés de distancia en la empresa Ingeniería Especializada S.A.

A Jaime Alberto Blandón y José Dariel Arcila por la oportunidad brindada durante 7 años en la empresa Ingeniería Especializada y por el apoyo en conocimiento, tiempo, dinero y licencias de software durante la parte inicial de esta Maestría.

A Mónica María Cardona por su amistad y apoyo como Codeudora para el crédito que financió parcialmente mis estudios.

A Luis Giraldo por su apoyo en el estado del arte y por su esfuerzo para comprender.

A Juan Camilo Jaramillo, por su apoyo en la generación de barridos de impedancia.

Al Programa de Transformación Productiva del Gobierno Nacional por haberme aportado recursos para realizar mis estudios.

Al profesor Jhon Albeiro Calderón por creer en mí desde el principio y abrirme las puertas de ISA cuando este proyecto estaba en ideas sueltas.

A los profesores Noé Mesa y Jaime Valencia, quienes me trataron con gran gentileza y paciencia a pesar de que el tiempo disponible de mi lado no fue constante, limitando la profundidad de este trabajo, a pesar de ello, siempre creyeron en mí y me motivaron.

A María Nohemí Arboleda y Jaime Alejandro Zapata por creer en mí y brindarme la oportunidad de estar en XM y adquirir experiencias invaluable que han contribuido con este trabajo, además del apoyo en software y en auxilio educativo.

A Luz Stella Botero, Nolasco Orrego, Jorge Vélez, Javier Llano y Laura Agudelo por sus comentarios, evaluación, aportes y apoyo recibidos en las diferentes etapas de este proyecto. A todo el equipo de Análisis de Eventos y Protecciones de XM por su apoyo para culminar este trabajo y su preocupación durante la última etapa.

A Juan David Durán por estar ahí siempre y creer en mí!

A mis amigos quienes no recibieron la mejor respuesta de mi parte en todo este tiempo.

A mis profesores durante este proceso por brindarme el conocimiento para realizar esto.

Resumen

La seguridad del sistema de potencia requiere que los ajustes de los relés de distancia operen correctamente para todas las posibles condiciones operativas. Este trabajo presenta un modelo inteligente para determinar y verificar los ajustes de relés de distancia para lograr alto desempeño utilizando verificación exhaustiva a través de simulaciones de fallas

El enfoque de ingeniería por desempeño ha sido considerado para proponer un modelo híbrido basado en tres conceptos. Reconocimiento automático de topología basado en métodos constructivos. Reglas de experto utilizadas para definir rangos, límites de ajustes, soluciones iniciales y fallas de verificación con lógica difusa. Un algoritmo modificado de evolución diferencial es utilizado para optimizar las soluciones considerando una nueva formulación para evaluar el desempeño como función objetivo, esta función evalúa los tiempos de operación de acuerdo con los rangos esperados y la relevancia de la falla. El software DIGSILENT Power Factory fue utilizado para realizar las simulaciones de fallas y la programación del modelo en DPL.

Palabras clave: Coordinación de Protecciones, programación evolutiva, optimización, ingeniería por desempeño, evolución diferencial, metaheurística, lógica difusa.

Abstract

Power system security requires distance relay settings work properly for all possible operative conditions. This work presents a new intelligent model to determine and verify distance relay settings to achieve high performance using exhaustive verification through simulation of faults

Performance engineering approach has been considered to propose a hybrid model based on three concepts. Topology automatic recognition based on constructive methods. Expert's rules used to define range settings, initial solutions and intelligent fault verification selection with fuzzy logic. A modified Differential Evolution algorithm is used to optimize possible solutions considering a new performance evaluation as an objective function, this function evaluates operations times according to expected zone time range and fault relevance. DIGSILENT Power Factory software was used to perform fault simulations and to program the model with DPL.

Keywords: Protection Coordination, evolutionary programming, optimization, performance engineering, differential evolution, metaheuristics, fuzzy logic.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 Contexto	3
1.2 Planteamiento del Problema	4
1.3 Objetivos del Proyecto	5
1.3.1 Objetivo.....	5
1.3.2 Objetivos Especificos.....	6
1.4 Estado del Arte	6
1.4.1 Antecedentes.....	6
1.4.2 Alternativas de Solución.....	7
1.4.3 Criterios de Ajuste.....	8
1.4.4 Métodos de Optimización Utilizados y Resultados.....	9
1.4.5 Métodos de Verificación de la Coordinación.....	10
1.4.6 Necesidades en Consultoría y en la Operación del Sistema.....	11
1.4.7 Nuevas capacidades en los relés de protección.....	12
1.4.8 Falencias Encontradas.....	12
1.4.9 Conclusiones.....	13
2. SÍNTESIS DE CRITERIOS, METODOLOGÍAS Y FENÓMENOS A CONSIDERAR EN AJUSTES DE RELÉS DE DISTANCIA	14
2.1 Resumen de Criterios de Ajuste	14
2.2 Metodología Convencional	15
2.3 Fenómenos a considerar para el ajuste de relés de distancia	16
2.3.1 Modificaciones topológicas y de escenarios operativos.....	16
2.3.2 Valor de la resistencia de falla.....	17
2.3.3 Ubicación de la falla.....	17

2.3.4	Tipo de falla	17
2.3.5	Longitud de la línea	18
2.3.6	Combinación de fenómenos.....	19
3.	FORMULACIÓN DEL MODELO.....	22
3.1	Consideraciones.....	22
3.2	Arquitectura General del Modelo.....	23
3.3	Selección de Fallas de Verificación.....	24
3.3.1	Uso de lógica híbrida para la programación de fallas.	27
3.4	Evaluación del desempeño de relés de distancia	31
3.4.1	Información de entrada	31
3.4.2	El Juez	32
3.4.3	Función de Cálculo de Desempeño.....	35
3.5	Modelo de Optimización.....	36
3.6	Método de Optimización Híbrido	37
3.6.1	Generación de Soluciones Iniciales.....	38
3.6.2	Algoritmo Evolución Diferencial Propuesto.....	40
4.	IMPLEMENTACIÓN Y AJUSTE DEL MODELO	44
4.1	Descripción General.....	44
4.2	Programador de fallas de verificación	45
4.3	Relé utilizado	46
4.4	Ajuste de Parámetros del Modelo Propuesto	47
4.4.1	Elección de parámetros evaluación del desempeño.....	47
4.4.2	Sintonización (Tunning) y Comparativa del Algoritmo DE Modificado	48
5.	CASOS, RESULTADOS Y ANÁLISIS	52
5.1	Caso de Sintonización y Prueba de Funcionamiento	52
5.1.1	Análisis del resultado caso de sintonización.....	53
5.2	Estudio de Caso 1.....	56
5.2.1	Análisis del resultado estudio de caso 1.....	59
5.3	Estudio de Caso 2.....	60
5.3.1	Análisis del resultado estudio de caso 2.....	62
5.4	Estudio de Caso 3.....	64

5.4.1 Análisis del resultado estudio de caso 3.....	68
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
6.1 Conclusiones	75
6.2 Recomendaciones – Trabajo Futuro	76
Bibliografía	78

Lista de Anexos

- | | |
|---------|---|
| Anexo 1 | Barridos ejecutados para el análisis del comportamiento de la impedancia vista por un relé de distancia |
| Anexo 2 | Archivo de Reglas Utilizado – Lógica híbrida |
| Anexo 3 | Código Utilizado y Diagrama de Componentes |
| Anexo 4 | Resultados |
| Anexo 5 | Referencia técnica relé SEL 421 – DlgSILENT |
| Anexo 6 | Tabla extendida de Sintonización del Modelo |
| Anexo 7 | Publicaciones asociadas con el trabajo a la fecha. |
| Anexo 8 | Parámetros de los estudios de caso. |

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1:	Estadística NERC principales causas de malas operaciones 2008-2010 [73]	3
Figura 1-2:	Curvas de operación de los relés de distancia [71]	4
Figura 1-3:	Caso sistema complejo para realizar coordinación de protecciones.....	5
Figura 1-4:	Enfoques del problema de Optimización de Protecciones en Líneas de Transmisión	8
Figura 1-5:	Equipos considerados para las optimizaciones realizadas en los principales artículos	8
Figura 1-6:	Métodos utilizados para realizar la optimización	9
Figura 1-7:	Métodos de verificación utilizados	11
Figura 1-8:	Tipos de falla utilizados para verificación	11
Figura 2-1:	Fenómenos de Sobre alcance y Sub alcance	17
Figura 2-2:	Tipos de Falla bifásica	18
Figura 2-3:	Ejemplo de impacto condiciones prefalla en la impedancia vista por el relé [68]	19
Figura 2-4:	Caso utilizado para realización de análisis del comportamiento de la impedancia del relé ante diversas condiciones de falla.....	19
Figura 2-5:	Caso utilizado para realización de análisis del comportamiento de la impedancia del relé ante diversas condiciones de falla.....	21
Figura 3-1:	Diagrama de bloques modelo híbrido propuesto	23
Figura 3-2:	Ejemplo identificación en sistema típico é	25
Figura 3-3:	Diagrama de bloques algoritmo programador de fallas	26
Figura 3-4:	Función de Fuzzificación Nivel de Cortocircuito	28
Figura 3-5:	Función de Fuzzificación SIR.....	29
Figura 3-6:	Función de Fuzzificación Flujo de Carga.....	29
Figura 3-7:	Encapsulamiento del programa de fallas para un elemento.	30
Figura 3-8:	Concepto localización lineal de impedancia hasta el punto de falla.....	32
Figura 3-9:	Ejemplo INFEED Múltiple para cálculo de corriente INFEED equivalente.	34

Figura 3-10:	Algoritmo Original Evolución Diferencial [81].....	37
Figura 3-11:	Estructura de las soluciones (cromosoma).....	38
Figura 3-12:	Diagrama de bloques algoritmo constructor de soluciones iniciales	39
Figura 3-13:	Problema de diversificación algoritmo DE con ranking aplicado al problema propuesto	40
Figura 3-14:	Algoritmo de evolución diferencial modificado híbrido	41
Figura 3-15:	Esquema de cruce propuesto.....	42
Figura 3-16:	Ejemplo de operación esquema de cruce implementado	42
Figura 3-17:	Esquema propuesto de mutación adicional	43
Figura 4-1:	Esquema de implementación del modelo propuesto en DPL	44
Figura 4-2:	Opciones de Ubicaciones de falla para la implementación del modelo.....	45
Figura 4-3:	Opciones de resistencias de falla para la implementación del modelo	46
Figura 4-4:	Esquema archivo de reglas.....	46
Figura 4-5:	Comparativa Desempeño vs Relación Individuos Generación / Individuos Avance	49
Figura 4-6:	Resultado Evolución Casos de Sintonización Algoritmo DE.....	49
Figura 4-7:	Resultado Evolución Casos de Sintonización Algoritmo DE modificado.....	50
Figura 4-8:	Comparativa Casos de 10 o más generaciones	50
Figura 5-1:	Detalle de exploración de soluciones, función objetivo y evolución de la solución, Caso de sintonización C33.	52
Figura 5-2:	Verificación de la solución por barrido de fallas al 10% de la línea Adyacente remota.	53
Figura 5-3:	3 mejores soluciones del caso C26, 10 Generaciones.	54
Figura 5-4:	3 mejores soluciones del caso C32, 8 Generaciones.....	54
Figura 5-5:	Detalle código evolutivo de las soluciones de la última generación en orden según ranking.	55
Figura 5-6:	Topología red de 230 kV para estudio de caso 1.	56
Figura 5-7:	Topología red de 230 kV, variaciones 2, 3 y 4 respectivamente.....	57
Figura 5-8:	Evolución Función Objetivo para cada variación.	58
Figura 5-9:	Validación acotamiento de zona 3 ante falla 2FT con $R_f = 4\Omega$ barra de 110 kV T2 y T3.	59
Figura 5-10:	Topología red de 115 kV para estudio de caso 2.	61
Figura 5-11:	Evolución Función Objetivo para el ajuste de R1 y R2.	62
Figura 5-12:	Topología red de 230 kV para estudio de caso 3 – Subcaso 1 – Escenario 1	64
Figura 5-13:	Topología red de 230 kV para estudio de caso 3 – Subcaso 1 – Escenario 2	65

Figura 5-14:	Topología red de 230 kV para estudio de caso 3 – Subcaso 2.....	66
Figura 5-15:	Evolución Función Objetivo para el ajuste del relé R1.....	68
Figura 5-16:	Incurción detectada para escenarios 2 (subcaso 1) y 3 (subcaso 2) ante fallas 2FT al 1% de la línea adyacente remota. Ejemplo falla 10 Ω	69
Figura 5-17:	Escenario 1 Ajuste – resultado del modelo - ante falla bifásica, lado de baja Transformador de Generación subestación Sub T, sin operación.....	70
Figura 5-18:	Escenario 1 Ajuste real - ante falla bifásica, lado de baja Transformador de Generación subestación Sub T.....	71
Figura 5-19:	Escenario 3 Ajuste real (Mho de fases zona 3) - ante falla bifásica, lado de 115 kV Transformador de la subestación Sub A.	72
Figura 5-20:	Ajuste óptimo para Subcaso 1 validado con falla en el escenario 3 (Subcaso 2), falla bifásica a tierra de alta impedancia al 1% de la línea T-A.....	73

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1-1:	Ajustes básicos de un relé de distancia moderno	4
Tabla 2-1:	Síntesis rangos - criterios de ajuste relés de distancia.....	14
Tabla 2-2:	Clasificación de tipo de falla para eventos analizados en el SIN según regulación vigente en un periodo de 6 meses en 2015 – XM S.A. E.S.P.	18
Tabla 3-1:	Estructura - lógica híbrida utilizada en algoritmo programador de fallas	28
Tabla 4-1:	Sensibilidad de parámetros del modelo de desempeño	47
Tabla 4-2:	Casos para Sintonización (Tunning) de parámetros algoritmo DE Modificado .	48
Tabla 5-1:	Resultado mejor solución caso de sintonización C33	53
Tabla 5-2:	Variaciones realizadas para el caso 1	56
Tabla 5-3:	Resultados mejores 3 soluciones para cada variación en Porcentaje.....	58
Tabla 5-4:	Variaciones realizadas para el caso 2	61
Tabla 5-5:	Resultados mejores 3 soluciones para cada variación en Porcentaje.....	61
Tabla 5-6:	Escenarios considerados para el caso 3.....	67
Tabla 5-7:	Resultados mejores 3 soluciones para cada Subcaso en Porcentaje.	67

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
--------------------	----------------

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional (Colombia)
DE	Evolución Diferencial
OR	Operador de Red (Agente Transmisor y/o distribuidor)
SIR	Source Impedance Ratio, según [74]
INFEED	Fuente de corriente de falla entre la localización de un relé y el punto de falla.
NERC	North American Electric Reliability Corporation

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto

La elaboración de los estudios de coordinación de protecciones contempla la elección de los ajustes de los relés distancia a partir de criterios recomendados en normas internacionales, guías y la experiencia operativa de los ingenieros de protecciones con el fin de proteger el SEP ante condiciones anormales. Estos criterios no siempre permiten seleccionar el ajuste más óptimo del relé, generando riesgos innecesarios en el SEP, relacionados con descoordinación de protecciones, los cuales pueden impactar negativamente a la sociedad.

Este trabajo está enfocado en contribuir con la reducción de malas operaciones, sobre las cuales, se resalta a continuación la estadística del NERC, donde se evidencia que los ajustes incorrectos son la principal causa de mal operaciones de relés.

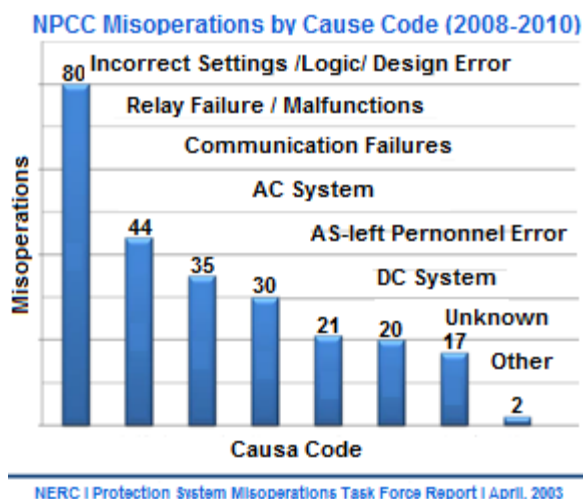


Figura 1-1: Estadística NERC principales causas de malas operaciones 2008-2010 [73]

En sistemas de alta y extra alta tensión se prefiere como protección principal el relé de distancia porque básicamente ofrece más selectividad que los tradicionales relés de sobrecorriente y su principio operativo no depende de la corriente de carga [57].

Los relés de distancia miden la impedancia vista a partir de la relación entre la tensión y la corriente ($Z=V/I$) para los diferentes loops, los cuales pueden ser fase-fase y fase-tierra. De acuerdo con la configuración, si la impedancia que ve el relé está por fuera de la zona de impedancia de carga (que normalmente es la suma entre la impedancia de la línea y la impedancia de carga) y la impedancia ingresa a las zonas ajustadas de operación, éste opera según la temporización que le haya sido configurada para dicha zona.

Los ajustes básicos de un relé de distancia moderno (digital) se resumen en la **Tabla 1-1**. El número de ajustes involucrados en los relés hace que el ajuste óptimo no sea un proceso

trivial. La **Figura 1-2** muestra las curvas típicas usadas para los relés de distancia, las cuales son también una variable de ajuste.

Tabla 1-1: Ajustes básicos de un relé de distancia moderno

Variable	Descripción	Variable	Descripción	Variable	Descripción
X1	Impedancia Zona 1	R1	Alcance resistivo Zona 1	T1	Tiempo Zona 1
X2	Impedancia Zona 2	R2	Alcance resistivo Zona 2	T2	Tiempo Zona 2
X3	Impedancia Zona 3	R3	Alcance resistivo Zona 3	T3	Tiempo Zona 3
X4	Impedancia Zona 4	R4	Alcance resistivo Zona 4	T4	Tiempo Zona 4

En sistemas radiales normalmente no hay dificultades en el uso de esta protección, no obstante en los sistemas actuales se presentan muchas interconexiones entre las subestaciones. Las interconexiones y en particular el comportamiento del cortocircuito generan fenómenos que afectan la confiabilidad del relé de distancia.

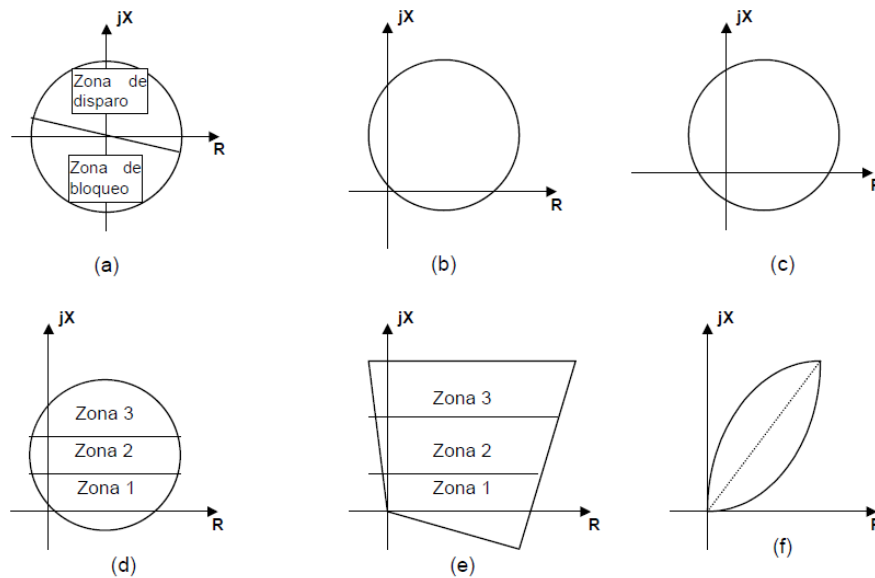


Figura 1-2: Curvas de operación de los relés de distancia [71]

1.2 Planteamiento del Problema

Ajustar óptimamente un relé de distancia establece el siguiente problema: ajuste de los valores de impedancia de las Zonas 1, 2, 3, 4 y los tiempos de zona 2, 3 y 4 de manera que se logre confiabilidad en el sistema de protecciones [28][57], esto implica que:

1. Los equipos despejen efectivamente las fallas que les corresponden teniendo en cuenta los diferentes tipos de falla, impedancias de fallas y ubicación de la falla. (Fiabilidad)
2. Los equipos no operen cuando no les corresponde. (Seguridad).
3. Detecten cualquier tipo de falla en cualquier ubicación, de acuerdo con las zonas definidas de protección.
4. El punto 3 se cumpla para toda dinámica de estado estable del sistema y en estado de contingencia (N-1), con énfasis en cambios de topología.
5. Se garantice la coordinación con los otros equipos de protección, para el caso de líneas, los de sobrecorriente.
6. Se seleccione y delimite la característica del relé para cada loop monitoreado (fase tierra y fase-fase) teniendo en cuenta que los relés actuales permiten diversas geometrías.

Como ejemplo típico de un problema se muestra en **Figura 1-3** un sistema donde se pretende ajustar un relé del circuito 1 de la línea 1.

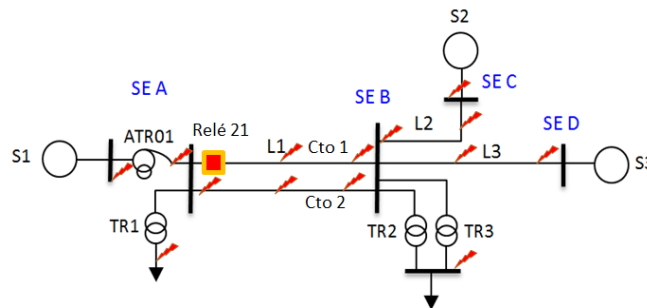


Figura 1-3: Caso sistema complejo para realizar coordinación de protecciones

La coordinación óptima de protecciones en los relés de la línea 1 (relés de distancia y sobrecorriente) implica que bajo las fallas planteadas se verifique la fiabilidad y seguridad, según aplique para cada:

- Escenario de operación (condición de demanda y posibles contingencias)
- Topología de la red
- Tipo de Falla
- Localización de la Falla
- Impedancia de la Falla

En la práctica actual de la ingeniería la verificación de las protecciones se realiza mediante simulación [61][63].

1.3 Objetivos del Proyecto

1.3.1 Objetivo

Desarrollar una metodología y un modelo inteligente para determinar automáticamente (fuera de línea) los ajustes básicos de relés de distancia (acotado a zona 1 y zona 2), verificando la coordinación por medio de exploración sistémica de fallas, con el fin de agilizar y optimizar el proceso de coordinación de protecciones.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Determinar criterios óptimos (reglas de experto para Zona 1 y Zona 2) para el ajuste de un relé de distancia teniendo en cuenta: los criterios de los expertos en protecciones, diferentes tendencias en los ajustes, recomendaciones de las normas aplicables a la fecha y la experiencia operativa de diferentes empresas.
2. Diseñar un algoritmo inteligente que permita determinar el ajuste de los parámetros básicos de un relé de distancia (Zona 1 y Zona 2), mediante identificación automática de la red
3. Diseñar un algoritmo que permita realizar la verificación automática de los ajustes mediante la simulación sistemática de fallas considerando selección inteligente de: escenarios de operación, ubicaciones de falla, tipos de falla e impedancias de falla relevantes teniendo en cuenta la operación normal y en estado de contingencia.
4. Implementar los algoritmos y modelos propuestos en un software prototipo que consolide el modelo macro propuesto y que utilice software internacionalmente reconocido para las verificaciones de los ajustes.
5. Validar mediante el prototipo desarrollado la efectividad del modelo propuesto con dos casos de estudio.

1.4 Estado del Arte¹

La optimización de los ajustes de los diferentes relés de protecciones viene cobrando importancia debido a la tendencia del enmallado de los sistemas eléctricos de potencia. Los sistemas mallados presentan diversas condiciones topológicas y escenarios de carga. Filosóficamente están pensados para operar ante contingencias N-1, lo que genera, en conjunto con los escenarios de demanda, una variedad de estados del sistema para los cuales se espera que las protecciones operen correctamente en caso de una falla.

Debido a la cantidad de variaciones y falencias encontradas en los ajustes, se comenzó a formular un problema de optimización para los ajustes de los relés de sobrecorriente, que tradicionalmente han sido los equipos más complejos de coordinar, por la variedad de curvas y cambios en el nivel de cortocircuito de las redes ante modificaciones topológicas [28][57][59].

Se ha encontrado, para el caso de los relés de distancia, basados en medición de la impedancia, que ajustes basados en las guías de ajustes realizadas por expertos, no siempre garantizan la correcta operación de los relés ante todos los posibles estados operativos de la red [15][26][61][62].

1.4.1 Antecedentes

Urduñeta fue el primero, en 1988, en aplicar métodos directos y técnicas de descomposición para resolver el problema de la coordinación óptima de relés de protección [1]. En la década

¹ Este numeral está basado en un artículo publicado, referencia [77], J.F. Piñeros, "Optimización de la Coordinación de Relés de Distancia en Líneas de Transmisión – Estado del Arte", Revista AIE No 14 Septiembre de 2015, Universidad de Antioquia.

del 80 y 90 la tendencia fue la aplicación de sistemas basados en conocimiento o los llamados sistemas expertos [2][3][4][5][6]. Los principales esfuerzos estaban centrados en los relés de sobrecorriente.

Posteriormente se comenzó a utilizar en mayor medida programación lineal y surgieron también implementaciones con sistemas multiagente [7].

En la primera década del 2000 aparecen esfuerzos de optimización usando técnicas derivadas de la programación evolutiva y el concepto de enjambre.

El tema viene generando un interés creciente principalmente por las topologías actuales de los sistemas eléctricos de potencia, los cuales hoy día son sistemas enmallados que tienen diversas condiciones operativas, haciendo tedioso garantizar que los ajustes de un relé sean adecuados para cualquier condición topológica.

El operador del Sistema Interconectado Nacional en Colombia XM, actualmente está solicitando a raíz de este problema la verificación de los ajustes de los relés por medio de simulación para cada una de las posibles condiciones operativas [57].

Lo anterior ha sido motivado por las implicaciones económicas que se generan al ocurrir cortes del suministro de energía a causa de malas operaciones de los equipos.

1.4.2 Alternativas de Solución

Debido a que el problema es altamente complejo, está clasificado desde el punto de vista de la optimización en No Lineal Entero Mixto (NLEM) [48][56]. Se observa en las principales referencias que éste se tiende a simplificar para viabilizar su implementación con los principales métodos.

Se elaboró una clasificación encontrando que la mayoría de esfuerzos de optimización se enfocan en el problema reducido. A continuación se indica la clasificación realizada y su explicación de acuerdo a las referencias consultadas.

Estático simple: el problema es tratado sin variaciones topológicas, escenarios. Se enfoca en un tipo de relé. [2][3][4][7][8][10][11][16][17][20][21][22][24][36][37][38][43][44][45][46][52][53][55][58]

Estático compuesto: el problema es tratado sin variaciones topológicas, escenarios. Se enfoca en un tipo de relé como objetivo principal y al menos uno secundario. [5][6][12][13][19][31][32][35][39][41][47]

Dinámico simple: el problema es tratado con al menos variaciones topológicas y se enfoca en un solo tipo de relé. [1][15][25][26][27][29][33]

Dinámico compuesto: el problema es tratado con variaciones topológicas y se enfoca en un solo tipo de relé como objetivo principal y al menos uno secundario. [23]

Dinámico adaptativo compuesto: el problema es tratado con datos en tiempo real, considera variaciones topológicas y escenarios, tiene en cuenta los diferentes relés del sistema de protección y se reajustan los relés cuando se detectan variaciones en el sistema que hagan necesario el reajuste.[14][51].

La **Figura 1-4** muestra los porcentajes de acuerdo a la clasificación para las referencias consultadas.

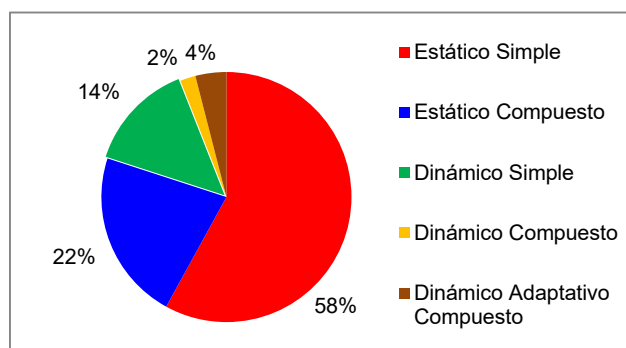


Figura 1-4: Enfoques del problema de Optimización de Protecciones en Líneas de Transmisión

Se encontró además que los relés principalmente considerados para aplicar la optimización son los de sobrecorriente. **Figura 1-5** muestra la tendencia en relación con los tipos de relés que han sido considerados para la optimización en las referencias consultadas.

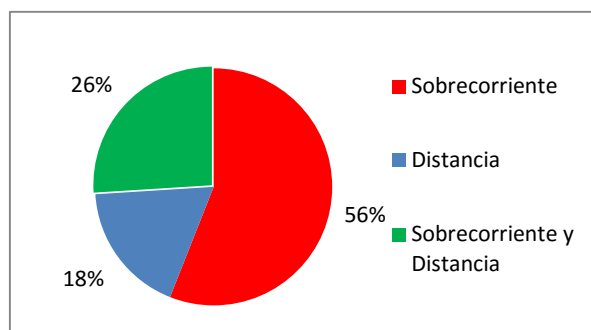


Figura 1-5: Equipos considerados para las optimizaciones realizadas en los principales artículos

1.4.3 Criterios de Ajuste

Se encontró que los criterios de ajuste no son uniformes y de acuerdo con el sistema y la región se presentan prácticas diferentes. Por ejemplo, en Colombia el ajuste para el relé de distancia se tiene entre el 70 y 90 %, mientras que en Perú se tiene en 85%. El tiempo de zona 2 en Colombia está en el rango 150 ms a 400 ms, mientras que el NERC en uno de sus ejemplos recomienda 500 ms, Perú tiene un rango entre 250 ms y 500 ms. Según el NERC no se recomienda el ajuste de zona 3 en la mayoría de casos, en países como Colombia y Perú si se ajusta [28][57][59].

La mayoría de las optimizaciones parten de reglas dadas por la experiencia o por métodos constructivos para determinar los ajustes de los equipos y correr el algoritmo de optimización.

La tendencia actual en las empresas de consultoría para el ajuste, está centrada en modificar la característica aprovechando la flexibilidad que se tiene, con el objetivo de cubrir las condiciones operativas del sistema en particular para cada tipo de falla [62]; no obstante, no se han encontrado referencias que consideren la curva del relé como una variable en la optimización.

El ajuste del alcance resistivo es uno de los temas en los cuales hay mayor diferencia de criterio debido a que éste se puede ajustar para lograr mayor fiabilidad o mayor seguridad. Desde el punto de vista del propietario del equipo se desea mayor fiabilidad y desde el punto de vista del operador se desea mayor seguridad, la tendencia de este ajuste es seleccionar un valor considerando el desempeño y el alcance real del relé según las condiciones operativas y escenarios presentes en la red [64][65].

1.4.4 Métodos de Optimización Utilizados y Resultados

Se han utilizado diferentes métodos de optimización, principalmente para el enfoque estático simple y estático compuesto. Debido a la complejidad del problema, la mayoría de las implementaciones acotan el problema de forma tal que sea fácil de manejar. Esto hace posible que se puedan implementar una diversidad importante de técnicas.

Las principales técnicas que han sido utilizadas para resolver el problema se muestran en la **Figura 1-6** con el porcentaje que representa del total.

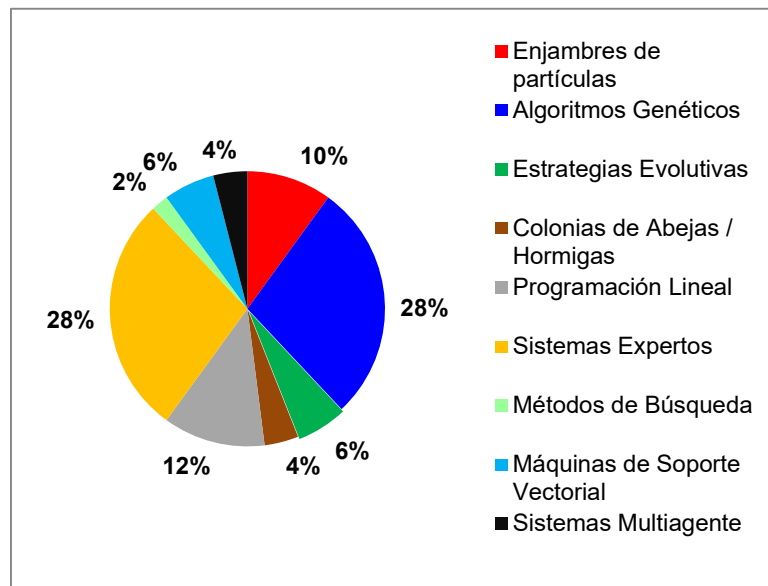


Figura 1-6: Métodos utilizados para realizar la optimización

Mientras los sistemas expertos han venido disminuyendo como componente principal de este tipo de optimización, los métodos derivados de la programación evolutiva y técnicas basadas en enjambres de partículas se han comenzado a implementar con mayor frecuencia y reportan mejores resultados siendo las colonias de abejas y los algoritmos evolutivos los que presentan mejores resultados, seguidos de los algoritmos genéticos y los sistemas expertos [35][47][49][50].

Los resultados, en general, para los relés de sobrecorriente son aceptables y se reporta en varias referencias, que fueron probados en sistemas reales. Se evidencian implementaciones que, debido al manejo del problema y las simplificaciones realizadas, hacen inviable los resultados desde el punto de vista de la práctica en la ingeniería, llevando en ocasiones a proponer tiempos de disparo superiores (el doble) a los recomendados por las guías de ajuste [35].

El enfoque Estático Compuesto presenta algunas falencias en la fijación de los parámetros de un tipo de relé (normalmente el de distancia), con el fin de simplificar el problema se optimizan los ajustes de un tipo de relé pero no se optimizan los del otro, generando un riesgo puesto que la mayoría no verifica los ajustes ante todas las condiciones topológicas [22].

La verificación de la coordinación entre diferentes tipos de relés es un aspecto crítico y condiciona la aplicación de los resultados de optimizaciones que solo consideren un tipo de relé, hasta no verificar la correcta coordinación con los otros equipos de protección en la línea.

En [14] presentan un enfoque altamente complejo que fue probado, se trata de un esquema adaptativo en tiempo real basado en un sistema experto, los resultados de esta implementación son satisfactorios y demuestran la pertinencia del uso de sistemas expertos para el tema.

1.4.5 Métodos de Verificación de la Coordinación

Normalmente la simulación o cálculo de fallas y posterior comparación con las curvas de los relés, es el método utilizado para determinar si hay o no coordinación entre los diferentes relés de un sistema eléctrico de potencia.

En los relés de sobrecorriente, en sistemas radiales, es posible asegurar la coordinación solamente a partir de la ubicación de las curvas en los diagramas tiempo – corriente.

Para los sistemas complejos que presentan alto grado de enmallado, la verificación por simulación de fallas es esencial. Esta verificación puede realizarse teniendo en cuenta que las fallas presentan variables clave que condicionan la calidad de la verificación.

Las variables más importantes son: la ubicación de la falla, la impedancia de falla, el tipo de falla y el escenario considerado que tiene en cuenta la topología de la red.

La mayoría de cálculos de fallas están basados en cálculo simplificado de cortocircuito, considerando reducción de redes. No se evidencian implementaciones de simulaciones tipo RMS o EMT como mecanismos de verificación para todas las fallas que implementa el método de optimización porque se presume que los equipos suprimen los transitorios de frecuencias iguales o superiores a eventos de maniobra

Figura 1-7 presenta los porcentajes de acuerdo con las diferentes formas de realizar la verificación de la coordinación usando simulación o cálculo de fallas.

Teniendo en cuenta que la mayoría de trabajos consideran solo los relés de sobrecorriente, el principal método de verificación utilizado son fallas monofásicas y trifásicas al interior del elemento protegido, método que no es apropiado para la coordinación de relés de distancia puesto que deja zonas operativas fundamentales para determinar si el ajuste es óptimo, como por ejemplo fallas bifásicas a tierra externas a la línea protegida.

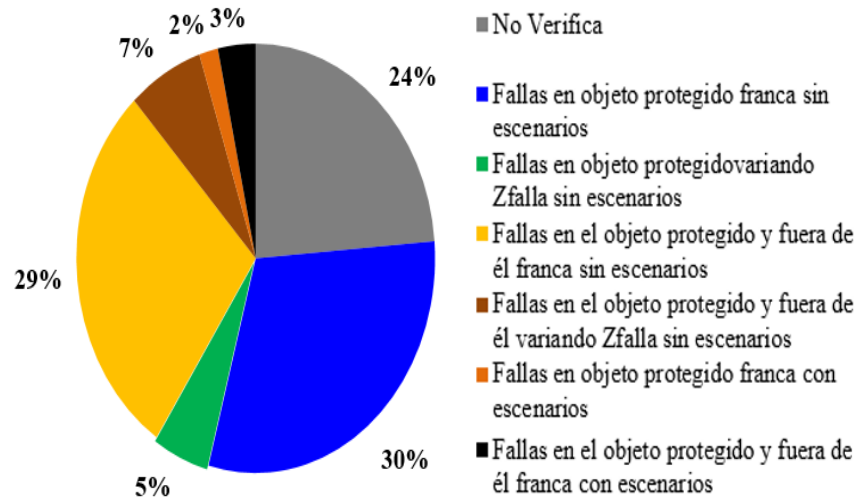


Figura 1-7: Métodos de verificación utilizados

En cuanto al tipo de fallas utilizadas para realizar las verificaciones, la **Figura 1-8** muestra el resumen para las referencias consultadas que realizan verificación por cálculo de fallas según lo indicado en la **Figura 1-7**.

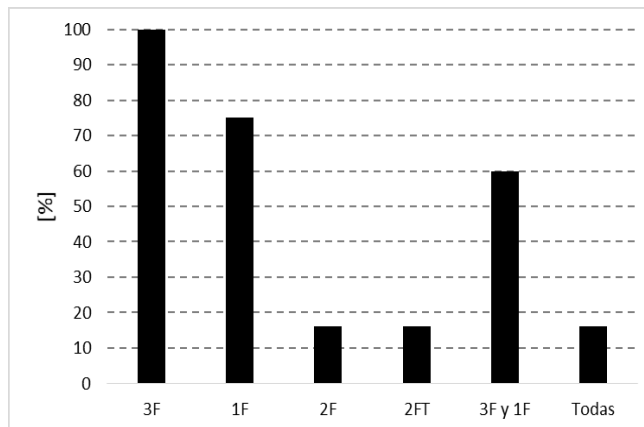


Figura 1-8: Tipos de falla utilizados para verificación

No se encontraron trabajos que consideren verificación exhaustiva de los ajustes con el fin de cubrir los diferentes tipos de fallas, impedancias de falla, las posibles ubicaciones y los escenarios en los cuales pueden ocurrir estas fallas.

1.4.6 Necesidades en Consultoría y en la Operación del Sistema

Se consultó con empresas de consultoría en Colombia las necesidades que tiene en relación con la optimización de la coordinación de protecciones, a continuación el resultado.

1. Los operadores de las redes están exigiendo verificación de ajuste por medio de simulación de fallas [57].

2. La filosofía actual se basa en seleccionar un grupo de ajustes que cubra todas las posibilidades operativas.
3. Las guías de ajuste no están funcionando bien para algunos casos específicos.

Desde el punto de vista de los operadores de red, se le consultó a Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) obteniendo lo siguiente.

1. Seleccionar los ajustes que cubran el mayor número de condiciones operativas.
2. Coordinar bien los ajustes de sobrecorriente con los de distancia, en la práctica actual hay falencias.
3. Evitar demanda desatendida por falencias en fiabilidad y seguridad.
4. Se requiere la verificación integrada de las protecciones.
5. Se debe considerar la correcta operación del equipo ante toda posibilidad de falla en el escenario N-1.

1.4.7 Nuevas capacidades en los relés de protección

Actualmente los equipos tienen dos características importantes que deben revisarse porque inciden en la optimización de los ajustes. La primera es la flexibilidad en las curvas que delimitan las zonas, esto permite en la mayoría de los casos que sea viable para un solo grupo de ajuste garantizar la coordinación óptima del equipo, ante todas las condiciones operativas factibles en el sistema [61].

La segunda se trata de las capacidades de comunicación y los esquemas que mejoran la respuesta ante fenómenos que modifican la impedancia. Ninguna de las optimizaciones realizadas en las referencias toma en cuenta esta funcionalidad actual de los relés de protección.

Por otro lado los simuladores actuales permiten la programación de simulaciones con los diferentes dispositivos de protección, lo que posibilita automatizar el proceso. Esto ya fue implementado y probado en estudios de coordinación de protecciones [60].

1.4.8 Falencias Encontradas

1. Aunque existen varios criterios para ajustar un relé de distancia, no existen criterios uniformes. Normalmente los principios que rigen estos criterios son poco revisados a la hora de seleccionar los ajustes de un relé de distancia.
2. El nivel de simplificación del problema de optimización compromete su aplicación en una red real, no obstante la implementación completa es tediosa.
3. La no consideración de todas las variables que normalmente se ajustan en un equipo limita el uso de los resultados en una red real.
4. No se evidencia un enfoque con verificación por medio de simulación sistemática de fallas, por lo tanto se dejan posibilidades operativas sin verificar.
5. Para sistemas complejos, la implementación integral está limitada por el tiempo de cómputo, por lo tanto se debe rediseñar la estructura para hacer práctica la implementación en sistemas complejos.
6. No se evidencia que las metodologías implementen reconocimiento de patrones para determinar fallas a realizar para la verificación.

1.4.9 Conclusiones

El problema de la coordinación óptima de relés de distancia en líneas de transmisión ha sido abordado desde la década del 80. Se han utilizado diversos métodos desde técnicas clásicas de optimización, programación lineal hasta métodos heurísticos derivados de la programación evolutiva y de las técnicas basadas en enjambres de partículas.

Si bien se tienen numerosos trabajos, la aplicación efectiva de los resultados está condicionada por las consideraciones a la hora de acotar el problema. La mayoría de optimizaciones no arrojan resultados prácticos porque se deja de lado la verificación de la coordinación con otros relés y se deja de lado también la verificación por medio de fallas, no solo en la línea a proteger, sino también en las líneas y transformadores adyacentes de manera que se garantice la fiabilidad y seguridad.

En contraste con lo anterior, los tiempos de cómputo promedio observados en los trabajos revisados son inferiores a 5 minutos. Teniendo en cuenta los tiempos que se requieren para la realización de estudios de coordinación y ajuste de protecciones, el tiempo no es un limitante para la aplicación de las técnicas actualmente disponibles, incluso con menores niveles de acotamiento del problema.

El tema presenta varios retos que ofrecen oportunidades de investigación puesto que los programas de simulación actuales permiten resolver varias de las falencias, del mismo modo se evidenció que ya se han realizado avances desde el enfoque adaptativo, demostrando que la optimización práctica es posible con una formulación adecuada.

2. SÍNTESIS DE CRITERIOS, METODOLOGÍAS Y FENÓMENOS A CONSIDERAR EN AJUSTES DE RELÉS DE DISTANCIA²

2.1 Resumen de Criterios de Ajuste

Los criterios de ajuste según las referencias consultadas no son uniformes y de acuerdo con el sistema y la región se presentan prácticas diferentes [28][57][59][66][67][68][69]. No obstante, fue posible establecer rangos que contienen los principales criterios recomendados, los cuales se muestran en la **Tabla 2-1**.

Tabla 2-1: Síntesis rangos - criterios de ajuste relés de distancia

Ajuste	Mínimo	Máximo
X1	$0.65 \times Z_L$	$0.9 \times Z_L$
X2	mínimo de $Z_L + 0.5 \times Z_{L \text{ adyacente mas corta}}$, $1.2 \times Z_L$	
	No debe operar para fallas en secundarios de transformadores remotos, aplica también para X3	
X3	Mínimo de $Z_L + 0.8 \times Z_{Equi TR}$ $1.2 \times (Z_L + Z_{L \text{ adyacente mas larga}})$	
X4 [Rev]	10% Ajuste X1 , 20% ZL adyacente más corta	25% Ajuste X1
R	Mayor o menor valor de	
	$2.5 X_1$, $5 X_1$ limitado a $0.8 \times Z_{min \text{ carga}}$ $0.45 \times Z_{min \text{ carga}}$ $Z_{min \text{ carga}} = \frac{(0.85 \times V_n)^2}{S_{max}}$	
Tz1	0	100 ms
Tz2	150 ms	500 ms
Tz3	800 ms	1200 ms
Tz4	1000 ms	1500 ms

² Este capítulo está basado en el artículo publicado, referencia [76], J.F. Piñeros, J.F. Llano, "Modelo para Evaluar el Desempeño de Ajustes de Relés de Distancia", Congreso Iberoamericano de Energía INTEGRACIER, Uruguay, Noviembre de 2014.

2.2 Metodología Convencional

En la actualidad existen dos metodologías, la primera la convencional, basada en los criterios de la **Tabla 2-1** en complemento con recomendaciones para casos como el doble circuito donde se indica que el ajuste puede ser inferior al 80% tal y como se explica en [69].

La primera metodología se resume a continuación

1. El experto realiza un análisis topológico, extrayendo la línea remota más corta y más larga, y la local más corta.
2. Para casos radiales se toma un ajuste de la zona 1 entre 85 y 95%, para los demás 80%. En caso de ser doble circuito, con base en su longitud de determina un ajuste entre el 65% y 80%.
3. La zona 2 se ajusta al 120%.
4. La zona 3 se ajusta para cubrir falla en la línea adyacente remota más larga.
5. La zona reversa se ajusta para cubrir el 10% de la línea local.
6. El alcance resistivo se ajusta de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del relé, es decir entre 2.5 y 5 veces el ajuste inductivo de zona 1.
7. En caso de eventos, con mal desempeño del relé, los ajustes son reevaluados.

La segunda metodología, se derivó de la primera y es la más utilizada hoy día, adicionalmente a los pasos mencionados, luego del paso 6 se realiza una validación por simulación de la siguiente manera:

- 6.1. Fallas al 1, 50 y 99% de la línea protegida y las líneas remotas, realizando fallas monofásicas y trifásicas, con impedancia de 0, 10, 50 Ω . En el caso de fallas de fases no se usa el valor de 50 Ω .
- 6.2. Se verifica la falla trifásica en el lado de baja de transformadores remotos, el relé no debe operar.
- 6.3. De acuerdo con esta verificación se reevalúan los ajustes.
- 6.4. Adicionalmente, en Colombia, se verifica el alcance resistivo con el 45% de la Z mínima de carga.

Para todas las metodologías se considera $R1=R2=R3=R4$.

2.3 Fenómenos a considerar para el ajuste de relés de distancia

A continuación se presenta un resumen de las principales variables o condiciones eléctricas que impactan el desempeño de los relés distancia.

2.3.1 Modificaciones topológicas y de escenarios operativos

Los cambios en la topología se deben principalmente al mantenimiento de los equipos, los diversos escenarios operativos, obedecen a la estructura propia del mercado de energía y el comportamiento de la demanda. Estas variaciones ocasionan cambios en la generación y en la manera como se establece el flujo de potencia, estos cambios también se pueden llamar escenarios del SEP. Estos cambios establecen un SEP dinámico y generan las siguientes condiciones eléctricas:

- Variación del nivel de cortocircuito: con mayor nivel de cortocircuito del lado del relé se espera mayor capacidad de detección de la falla, mientras que con mayor nivel de cortocircuito en el extremo remoto se espera menor capacidad para detectar las fallas.
- Variación del flujo de potencia (magnitud, ángulo y sentido): con mayor flujo de potencia saliendo de la ubicación del relé se espera mayor capacidad de detección de falla ante variación de la resistencia de falla, mientras con mayor flujo en sentido inverso se espera mayor variación de la impedancia con la tendencia hacia afuera de las características de los relés, disminuyendo la capacidad de detección de fallas. De otra parte, con la variación del ángulo del flujo de potencia se esperan sobrealcances o subalcances del relé, según la transferencia de potencia (hacia adelante o hacia atrás del relé)
- El efecto INFEED es uno de los fenómenos que hacen que la impedancia vista por el relé no sea la correcta de acuerdo con el punto de ubicación de la falla, los aportes de cortocircuito y la impedancia de falla. Este fenómeno tienen el potencial de afectar la confiabilidad del relé generando disparos indeseados o la no actuación de éste cuando debía hacerlo. La **Figura 2-1** presenta el concepto de sobre alcance y sub alcance en los relés de distancia ante la ocurrencia de una falla en zona 2.

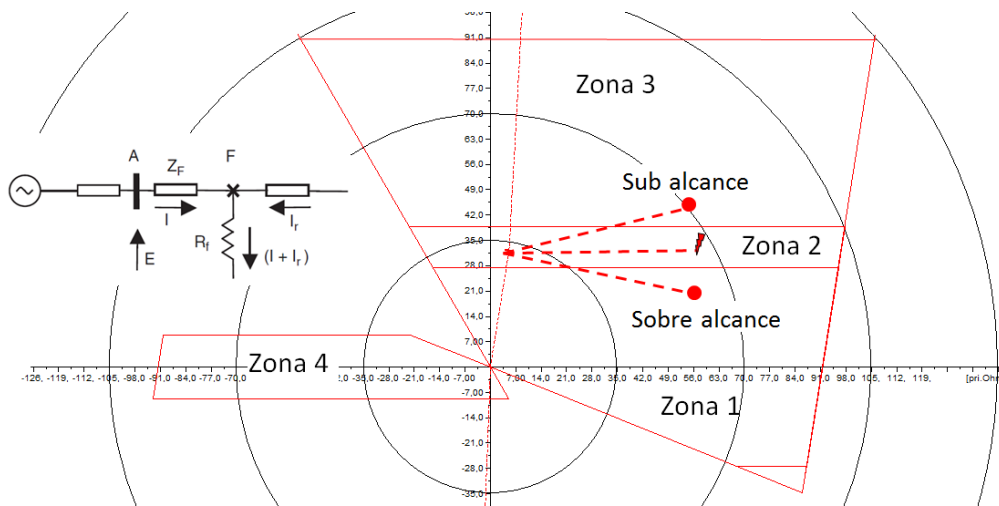


Figura 2-1: Fenómenos de Sobre alcance y Sub alcance

2.3.2 Valor de la resistencia de falla

Las fallas ocurridas en el SEP se producen con diversos valores de resistencia de falla según la causa. Esta resistencia genera que la impedancia aparente vista por el relé varíe en función de la corriente de cortocircuito remota al relé, la cual es influenciada por los escenarios previamente descritos. De acuerdo con la experiencia operativa del Sistema Eléctrico Colombiano, la mayoría de fallas que se presentan en el sistema eléctrico de potencia se encuentran por debajo de 100 ohmios, sin embargo hay fallas especiales que pueden llevar a valores de resistencia de falla superiores de acuerdo con la causa.

En la aplicación para equipos de protección de líneas de transmisión, en este caso relés distancia, los niveles máximos y mínimos de corriente de falla se calculan con valores de resistencia de falla entre 0Ω y 40Ω , valores entre los cuales se observan la mayoría de fallas en las líneas de transmisión.

2.3.3 Ubicación de la falla

Las fallas pueden ocurrir en cualquier lugar de un SEP y el desempeño de un relé distancia depende del punto donde ocurra la falla con respecto a la ubicación del relé. En general, las fallas cercanas al relé generan mejores condiciones para su detección, mientras que las fallas lejanas (zona 2 y 3) generan mayor dificultad para ser detectadas, debido a un menor aporte de corriente de falla y una menor caída de tensión medidas en el punto donde se encuentra el relé, además, en las fallas lejanas el desempeño de los relés se ve más afectados por el INFEED respecto a las fallas cercanas.

2.3.4 Tipo de falla

En líneas de transmisión las fallas pueden ser del tipo monofásica (1F), bifásica aisladas (2F), bifásica a tierra (2FT) y trifásica (3F). Adicionalmente, se pueden presentar fallas evolutivas y denominadas intercircuito.

La experiencia operativa muestra que hay tipos de fallas más fáciles de detectar para los relés de distancia y son las fallas que no involucran tierra. En las fallas a tierra los relés de distancian son muy susceptibles a errores asociados con la resistencia de falla y los efectos INFEED. La falla bifásica a tierra presenta normalmente el mayor reto debido a que ante el INFEED se produce mayor afectación de la impedancia al generarse aporte de corriente a tierra desde dos fases con un ángulo resultante diferente, ocasionando que alguno de los loops de tierra de las fases involucradas pueda producir sobrealcance.

La falla bifásica a tierra es poco verificada según la revisión realizada, no obstante para el caso Colombiano, esta falla es la segunda más frecuente como se muestra en la **Tabla 2-2**.

Tabla 2-2: Clasificación de tipo de falla para eventos analizados en el SIN según regulación vigente en un periodo de 6 meses en 2015 – XM S.A. E.S.P.

Unidad	1F	2F	2FT	3F	Total Eventos
No Eventos	189	23	33	24	269
Porcentaje	70.3	8.6	12.3	8.9	

La falla bifásica a tierra puede configurarse de dos formas como lo muestra la **Figura 2-2**. La primera es menos frecuente pero es la más difícil para los relés de distancia a medida que aumenta la resistencia de falla puesto que el loop fase – fase puede ser incapaz de ver la falla. Por el contrario, al usar los loops de tierra, el relé tendrá mayor dificultad de establecer las condiciones de la falla.

Para este trabajo se ha considerado la falla bifásica a tierra del tipo 1 por ser más difícil para los relés, teniendo en cuenta que el objetivo es el máximo desempeño.

La falla bifásica del tipo 2 presenta mayor facilidad de detección para los relés, para el caso en el cual la impedancia de falla entre fases presente un valor bajo, normalmente menor a 20 Ω.

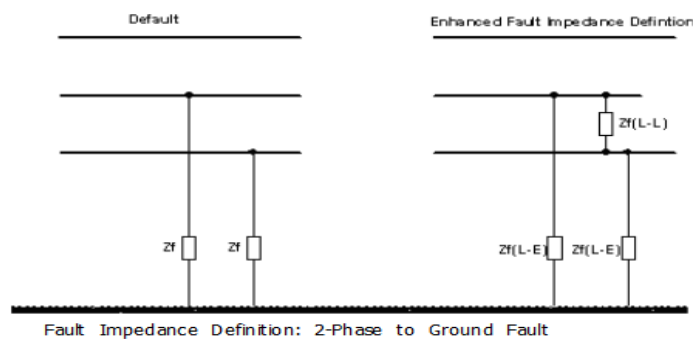


Figura 2-2: Tipos de Falla bifásica

2.3.5 Longitud de la línea

Es un parámetro clave que debe ser analizado antes de tomar la decisión de implementar ajustes en los relés de distancia, no obstante en la operación se encuentran casos en los

cuales no se sigue el criterio del SIR [74]. Por ejemplo para líneas cortas, se presenta mayor posibilidad de sobrealcance o subalcance al tener ajustes inductivos más pequeños en comparación con líneas de mayor longitud.

2.3.6 Combinación de fenómenos

Los fenómenos descritos normalmente se observan en forma combinada. La **Figura 2-3**, tomada de [68] evidencia esta situación a causa del ángulo de transmisión y la resistencia de falla.

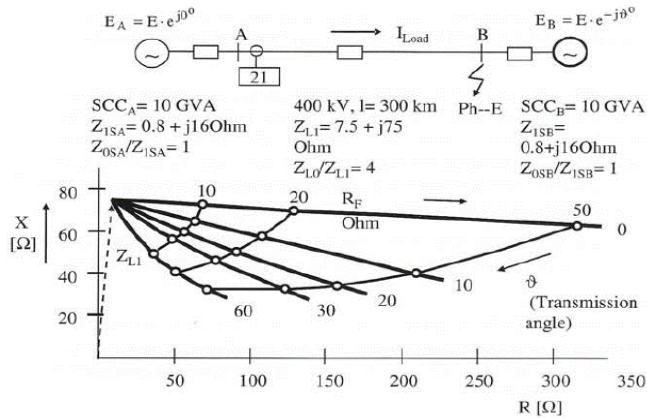


Figure 6.6 Impact of pre-fault load on distance measurement (example)

Figura 2-3: Ejemplo de impacto condiciones prefalla en la impedancia vista por el relé [68]

En la evaluación del desempeño de los ajustes de un relé distancia, es necesario probar de forma combinada los fenómenos más representativos de la red.

En la primera parte de este proyecto se realizó un análisis del comportamiento de las impedancias vistas por un relé para el sistema indicado en la **Figura 2-4**. Los resultados de estas simulaciones se presentan en el Anexo 1. Adicionalmente se examinó un caso doble circuito para la misma red con $X = 60$ km.

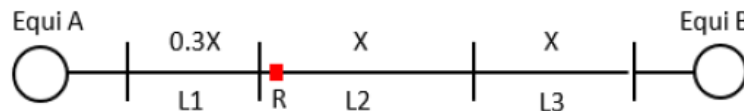


Figura 2-4: Caso utilizado para realización de análisis del comportamiento de la impedancia del relé ante diversas condiciones de falla.

Las siguientes observaciones cualitativas fueron derivadas de este análisis y sirvieron como base para el diseño del programador de fallas y las reglas que éste utiliza.

1. La línea corta (distancia km) al tener zonas más pequeñas en X, tiene mayor problema con incursiones desde el punto de vista de la inclinación de fallas. En contraste, alcance resistivo amplio aumenta el riesgo de incursiones en zonas inferiores
2. El riesgo de incursiones observado en línea corta es más alto para el caso de falla bifásica a tierra, al presentar para fallas en zona 2 y en zona 3, rangos de resistencia de falla en los cuales la falla se ve en una zona inferior.

3. En reversa, la falla bifásica a tierra tiene dos valores, 0 y 2 ohm que presentan riesgo de operación en zona 1 para falla al 80% de la línea reversa (desde barra remota).
4. En líneas más largas, es más seguro un alcance resistivo mayor.
5. La alta transferencia de potencia puede aumentar la capacidad de ver fallas de mayor valor de resistencia, al compactar el avance del loop (impedancia) ante la variación de la resistencia de falla.
6. En reversa al 100% de la línea local, puede operar el relé en zona 1 ante falla trifásica (desde barra remota).
7. Ante flujo inverso, se presenta más dificultad de ver fallas, se pierde fiabilidad, es decir el rango de resistencias de falla que es viable evaluar es menor.
8. Ante flujo inverso, los rangos de resistencia de falla que presentan incursiones en zonas inferiores son más pequeños.
9. Alto flujo de potencia hacia adelante, aumenta la posibilidad de incursión en zonas inferiores al aumentar el ángulo de inclinación de la trayectoria de falla ante una resistencia de falla determinada.
10. Para líneas doble circuito (LDC), mayor flujo de potencia hacia adelante, aumenta incursión en zonas de inferiores para fallas en el circuito paralelo.
11. En LDC, ante fallas por fuera del doble circuito, se pierde fiabilidad cuando ambos circuitos están en operación.
12. En LDC Cuando hay alto flujo de potencia, ante falla en el circuito paralelo se observan incursiones en zonas inferiores para fallas a partir del 20% de la barra local.
13. A medida que la falla se aleja del relé, la variación de la impedancia (punto) aumenta, por lo cual para líneas largas, la capacidad de ver fallas de mayor resistencia de falla disminuye con la distancia de la falla, lo anterior supone saturación para el valor que debe tener el alcance resistivo de la zona 2.
14. Si la línea es más larga y tiene alto flujo de potencia, se observa más riesgo de incursión desde zona 2 a zona 1 por tener área de zona 1 mayor.
15. Ante bajo flujo de potencia en configuraciones radiales se tiene riesgo de incursión desde zona 2 a zona 1, esto obedece a la diferencia angular aportada por cada extremo, en el extremo de la carga no se impone como tal un ángulo, quedando la diferencia angular en función del ángulo del lado de la fuente.
16. El problema de una línea geoméricamente más pequeña (distancia km), radica en que las incursiones de zona 2 a zona 1 se pueden dar de valores de resistencia de falla más pequeños, mientras que para líneas medias y largas, los rangos de incursión se observan en general para valores de resistencia de falla mayores a 20 Ω .

La **Figura 2-5** resume los principales comportamientos evidenciados en el análisis realizado.

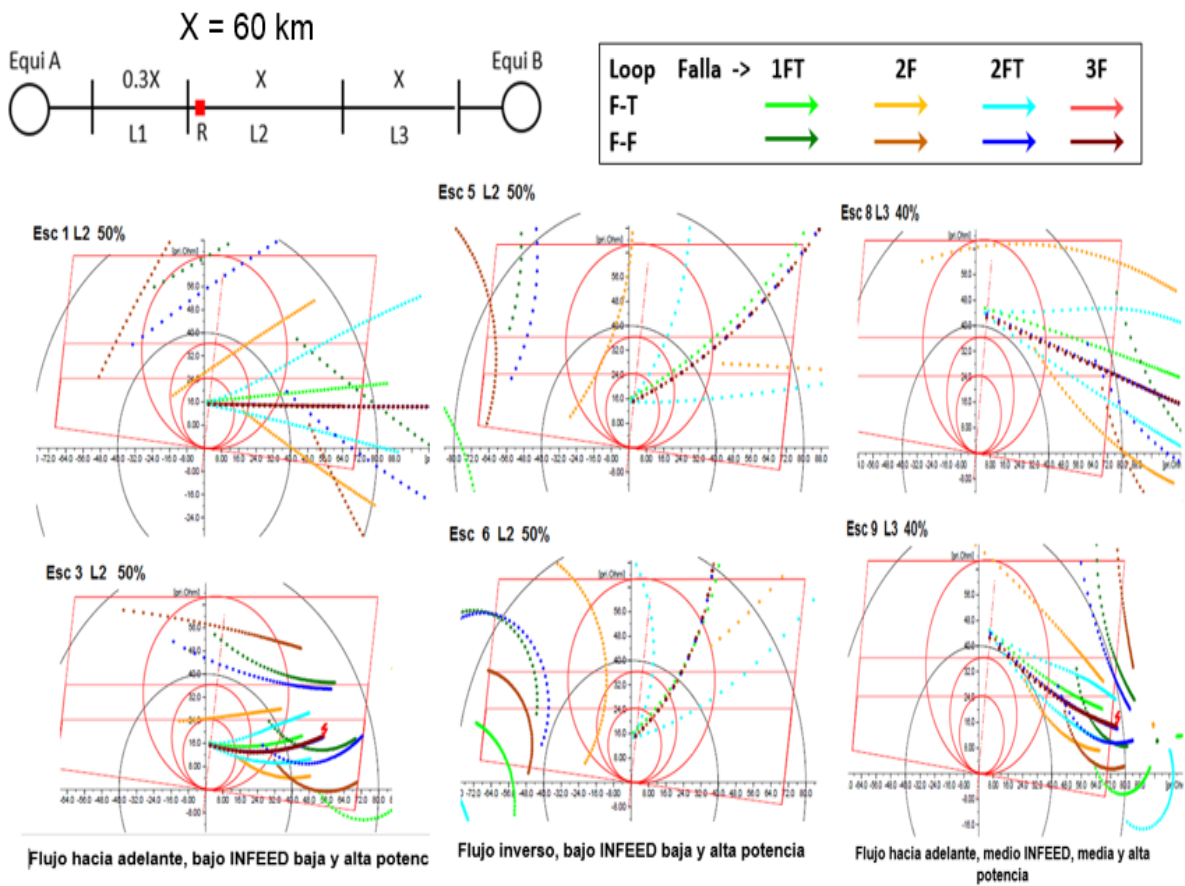


Figura 2-5: Caso utilizado para realización de análisis del comportamiento de la impedancia del relé ante diversas condiciones de falla.

3. FORMULACIÓN DEL MODELO

3.1 Consideraciones

La formulación del modelo consideró los siguientes puntos, basados en lo identificado del estado del arte, el alcance del proyecto, los requerimientos desde el punto de vista del operador del sistema y desde el punto de vista de los propietarios de los equipos.

- El modelo formulado, se ha creado para ser de propósito general, por lo cual, uno de sus principales aportes y bases para su formulación, es la capacidad de generalización, es decir, puede ser aplicado a cualquier red y a cualquier escenario, con excepción de líneas con compensación serie y multiterminales.
- La capacidad de generalización del modelo se basa en el uso de técnicas evolutivas y algoritmos creados para tal fin. Globalmente el modelo propuesto es un **modelo híbrido**, las diferentes técnicas utilizadas fueron seleccionadas teniendo en cuenta las necesidades específicas y las recomendaciones encontradas en las referencias revisadas.
- El modelo propuesto considera evaluación de desempeño de ajustes de un relé de distancia para un conjunto de fallas de verificación seleccionados inteligentemente, a ser ejecutados en diferentes escenarios, con el fin de asegurar la detección de fallas en las zonas esperadas y la no operación del relé, cuando dichas fallas no estén dentro de estas zonas.
- Aunque el alcance original de este proyecto solo contempló la optimización de los ajustes básicos para la zona 1 y zona 2 de un relé de distancia, el modelo se formuló completo, es decir también para zona 3 y 4 (reversa).
- Teniendo en cuenta la experiencia operativa, la revisión realizada y el alcance de este proyecto, se determinó que el tiempo de operación de la zona 1 no es una variable relevante para la optimización de ajustes de relés de distancia. Asimismo, el tiempo de operación de la zona 2 no se incluyó como variable debido a que dicha coordinación es verificada normalmente, entre relés de distancia, con la validación del alcance de las diferentes zonas. Por lo anterior y considerando el alcance del proyecto, este se enfocó en los alcances resistivos e inductivos.
- Los parámetros para evaluación del desempeño son variables de usuario y dependerán del enfoque requerido a la hora de usar el modelo, sin embargo, se dan recomendaciones sobre su uso.
- La simulación de fallas es realizada por medio del método completo de cálculo de cortocircuito disponible en el software seleccionado para la implementación del modelo. El comportamiento del relé es representado por medio de un modelo disponible en este software, no obstante, se aclara que no es del alcance del proyecto el modelado del relé de distancia. El modelo del relé es un insumo para este proyecto.
- Como filosofía de diseño del modelo, se parte de las soluciones que un experto podría dar, por lo cual el número de soluciones iniciales es limitado.

3.2 Arquitectura General del Modelo

En la **Figura 3-1** se presenta el diagrama de bloques del modelo híbrido propuesto.

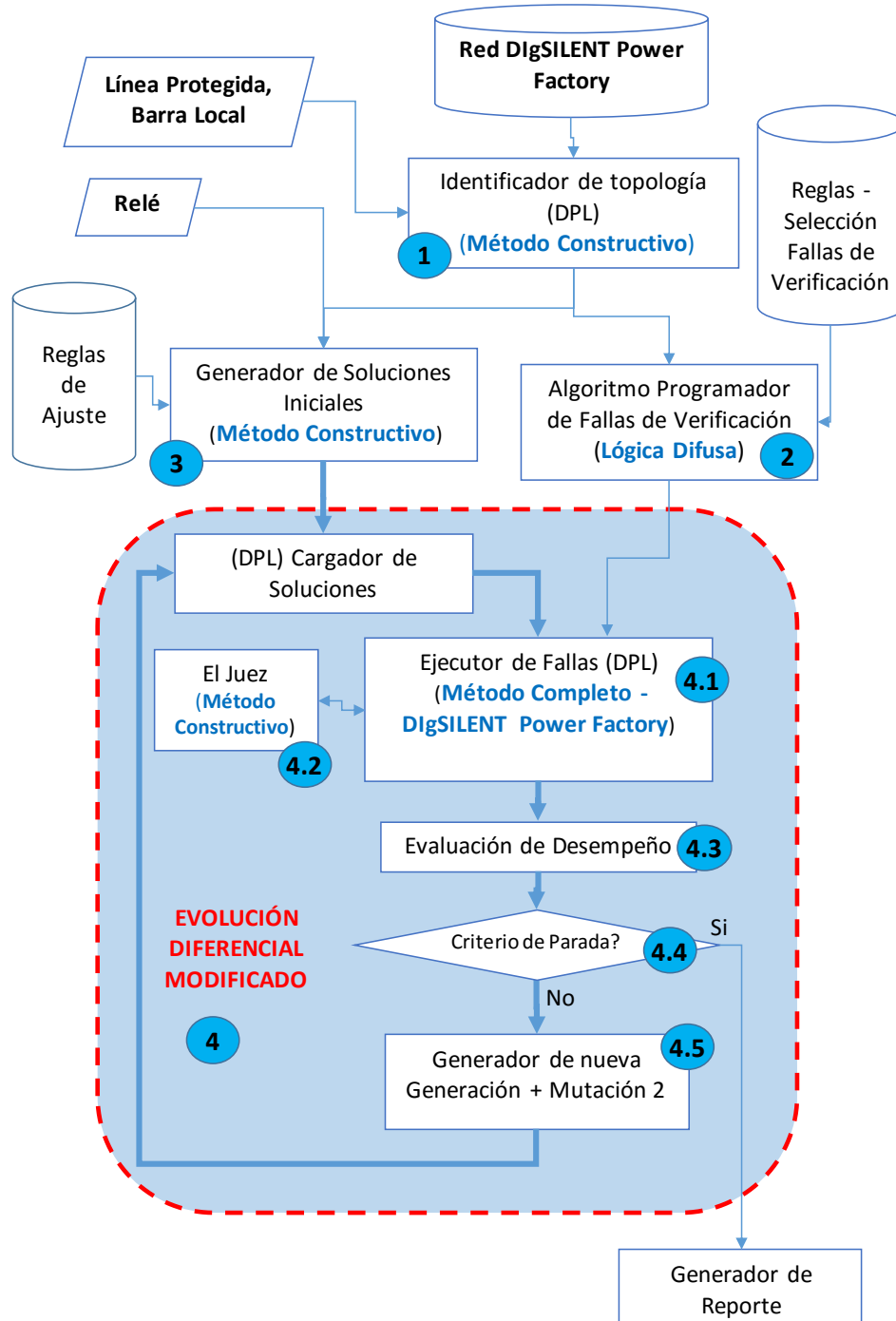


Figura 3-1: Diagrama de bloques modelo híbrido propuesto

A continuación se describen de manera introductoria la filosofía y cada una de las partes del modelo propuesto.

El modelo propuesto utiliza la filosofía de ingeniería por desempeño para tratar de optimizar los ajustes de un relé de distancia utilizando verificación por medio de simulación exhaustiva de fallas para validar dichos ajustes ante múltiples condiciones, tratando de abarcar las posibilidades operativas y de fallas que enfrentará el relé en el mundo real.

Identificador de topología

Este algoritmo da al modelo una vista del tipo de red donde está el relé. Utiliza un método constructivo basado en programación orientada a objetos para determinar el tipo de red (radial, paralela, anillo o mallada) y los diferentes elementos en los cuales es factible realizar fallas de verificación.

Algoritmo programador de fallas de verificación

Realiza análisis de la red (cortocircuito y flujo de carga y tipo de topología) para determinar las fallas de verificación aplicables a cada escenario y/ condición de contingencia. Utiliza lógica difusa para establecer las ubicaciones de falla y resistencias de falla a ser programadas en cada punto de falla.

Generador de Soluciones Iniciales

Utiliza las reglas de experto recopiladas en este trabajo para generar un set de soluciones iniciales. Utiliza un método constructivo que usa la información derivada del identificador de topología.

Ejecutor de Fallas

Algoritmo que ejecuta cada una de las fallas del programa de fallas, mediante el método completo y obtiene el tiempo de operación del relé ante cada una de las fallas programadas.

El Juez

Algoritmo que establece cuales son las zonas esperadas de operación del relé, ante las condiciones de la falla. Utiliza un método constructivo.

Evaluación de desempeño

Ante cada falla, mediante la formulación propuesta en este trabajo, se calcula el desempeño teniendo en cuenta si la falla se detectó en la zona esperada o si el relé presentó retraso, omisión de disparo u operación indeseada.

Modelo de Evolución Diferencial propuesto – Problema de optimización

El modelo a optimizar considera como función objetivo el desempeño. El problema de optimización consiste en seleccionar los ajustes (alcances) resistivo e inductivo del relé que logran el máximo desempeño. Utiliza un algoritmo de Evolución Diferencial modificado.

3.3 Selección de Fallas de Verificación

La selección de fallas de verificación se realiza a partir de la identificación automática de la red, generada por el algoritmo Identificador de topología, el cual se encarga de generar sets con la siguiente información:

- Se deben determinar los anillos externos y los anillos internos (que involucran la línea donde está instalado el equipo de protección)
- Líneas adyacentes remotas y locales, teniendo en cuenta la más corta y la más larga
- Transformadores remotos y locales
- Transformadores que se encuentran al final de las líneas adyacentes remotas y locales.

A continuación se muestran algunas de las condiciones que se requieren identificar, considerando el relé a verificar marcado con rojo.

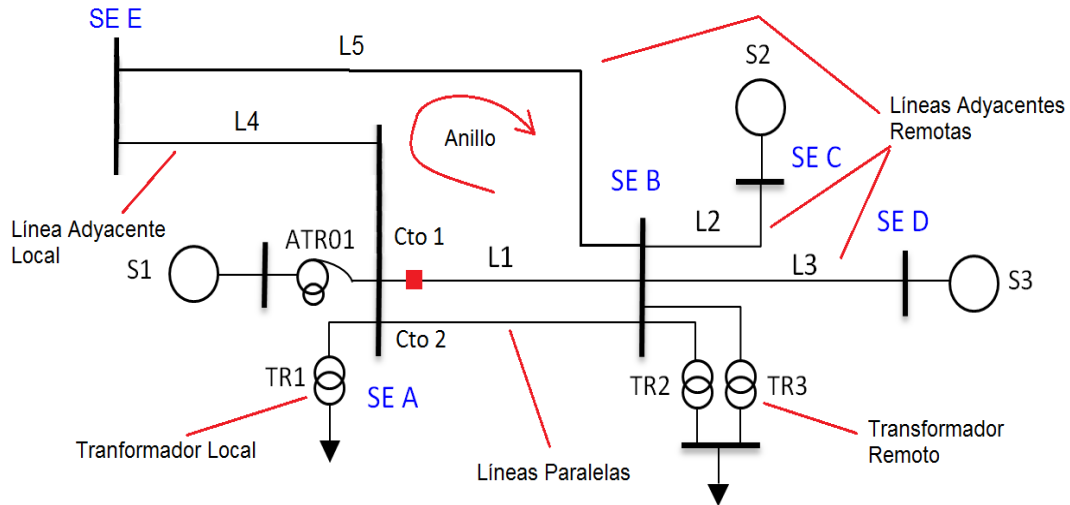


Figura 3-2: Ejemplo identificación en sistema típico

Con la información topológica, se diseñó un algoritmo programador de fallas cuyo diagrama de bloques se muestra a continuación.

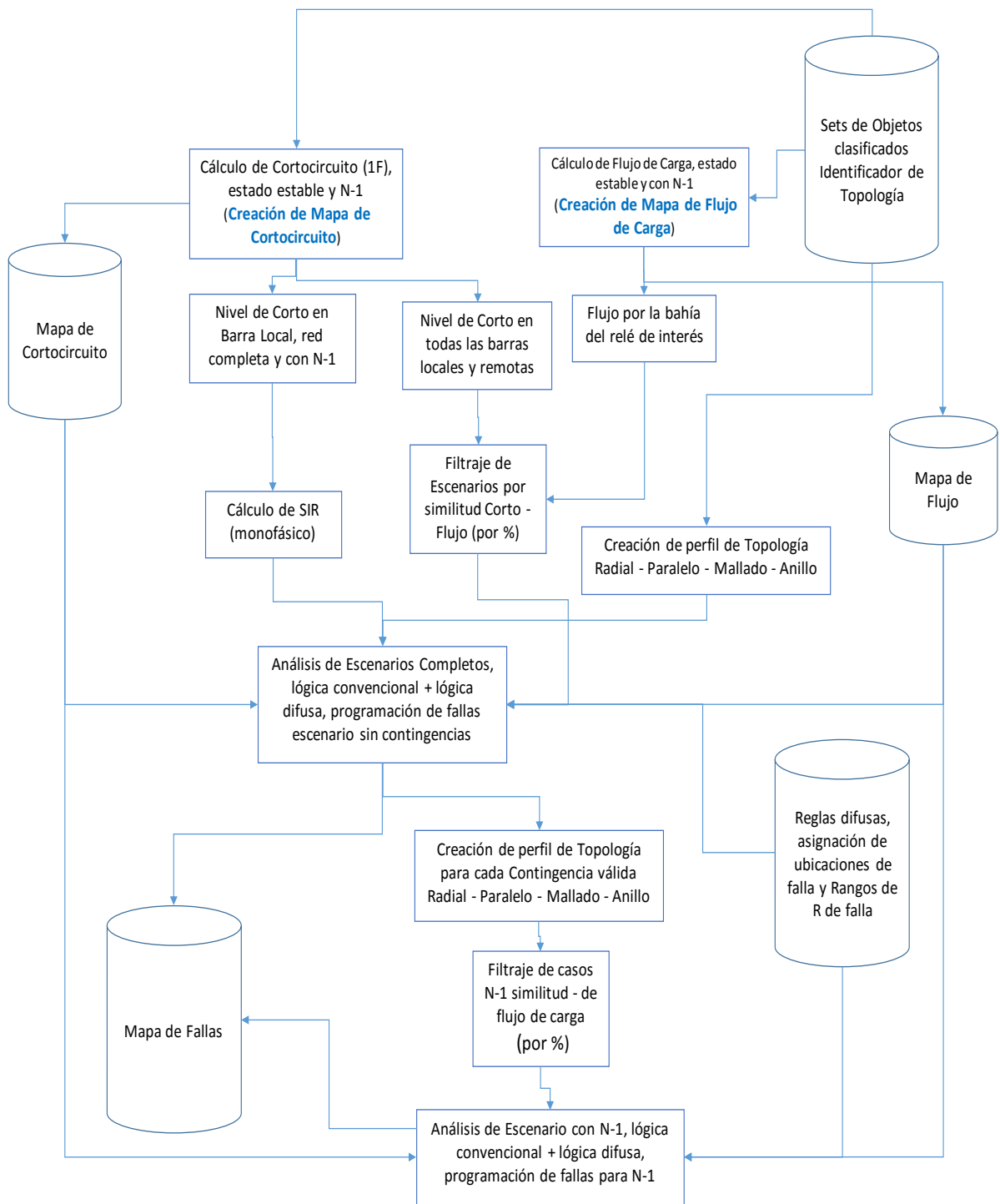


Figura 3-3: Diagrama de bloques algoritmo programador de fallas

Los detalles relevantes del algoritmo programador de fallas se explican a continuación.

- Se utiliza método completo para el cálculo de cortocircuito. La falla realizada es monofásica dado que ésta permite caracterizar tanto a nivel de corto como de impedancia la red. Debido a que el alcance del modelo es general, se creó la siguiente normalización para el nivel de cortocircuito, teniendo en cuenta que esta variable será usada con lógica difusa.

$$I_{cc \text{ Normalizada}} = \frac{I_{cc \text{ calculada [kA]} \times V_n \text{ [kV]}}{100}$$

- El SIR no es calculado de forma convencional, se calcula un SIR de impedancia de falla monofásica (peor caso), utilizando el equivalente en barra local, ante la desconexión del objeto protegido, éste cálculo se realiza de igual forma para los diferentes estados de contingencia los cuales alteran el SIR y pueden cambiar las necesidades de verificación de fallas. A continuación se ilustra el cálculo del SIR propuesto.

$$SIR = \frac{2X_{1 \text{ Equi}} + X_{0 \text{ Equi}}}{2X_{1 \text{ Línea Protegida}} + X_{0 \text{ Línea Protegida}}}$$

- Los escenarios son filtrados en caso de presentar una diferencia menor al 10% tanto para el flujo visto por la bahía donde está el relé de interés como para el corto en las barras de interés, es decir se hace una operación AND para omitir el escenario.
- El análisis del sub escenario resultante al generar las contingencia N-1, toma en cuenta la variación del flujo visto por la bahía donde está el relé como indicando de cambio de condiciones para para decidir si la contingencia es relevante para el análisis basado en el porcentaje de cambio.

3.3.1 Uso de lógica híbrida para la programación de fallas.

Se formuló un esquema combinado que usa lógica convencional para aspectos topológicos y lógica difusa para manejar las variables continuas de SIR, Potencia activa prefalla y cortocircuito (normalizado). A continuación se ilustra la formulación propuesta con algunos ejemplos de reglas.

Tabla 3-1: Estructura - lógica híbrida utilizada en algoritmo programador de fallas

Lógica convencional						SIR			Flujo			Corto		Decisión de Regla	
Radial	Paralelo	Mallado	Anillo	DirFlujo	Elemento	Bajo s1	Medio s2	Alto s3	Bajo f1	Medio f2	Alto f3	Bajo c1	Alto c2	Ubi Falla	R fallas
1	0	0	0	1	0			y	y			y		4	2
1	0	0	0	1	0		y		oy	oy		y		4	4
1	0	0	0	1	0	oy	oy		y					3	5
0	1	1	0	0	1	oy	oy			oy	oy		y	5	5
0	1	1	0	0	1			y		oy	oy			6	5
0	1	1	0	0	1		y			y		y		5	4
0	1	1	1	1	1	oy	oy			oy	oy		y	5	7
0	1	1	1	1	1			y		oy	oy			7	7
0	1	1	1	1	1		y			y		y		6	2

La lógica convencional controla variables topológicas indicando además, la dirección de flujo prefalla y el elemento en el cual se está revisando qué fallas realizar (0-> elemento protegido, 1 -> línea paralela a éste, 2 línea adyacente remota, 3 línea adyacente local, 4 barra en baja de transformadores remotos y locales.)

Las reglas difusas presentan los operadores **o** (max), **y** (min), cuando se presentan combinados se realiza primero la operación **o** y luego la **y**

Las funciones para la fuzzificación propuestas se muestran a continuación.

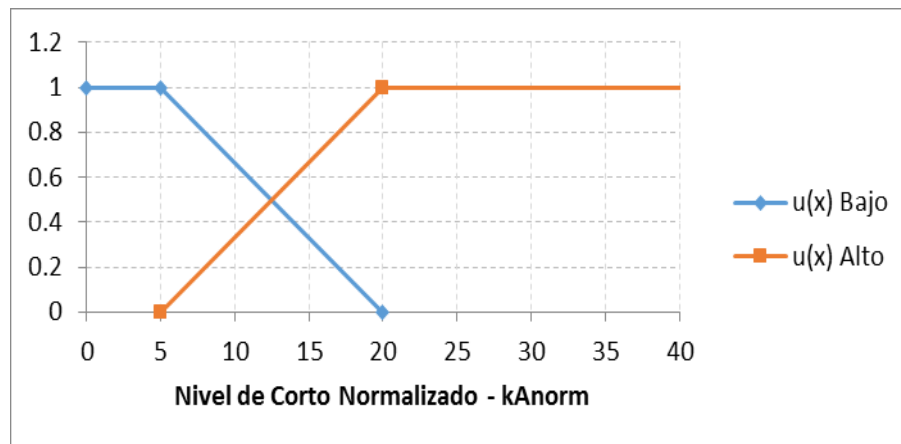


Figura 3-4: Función de Fuzzificación Nivel de Cortocircuito

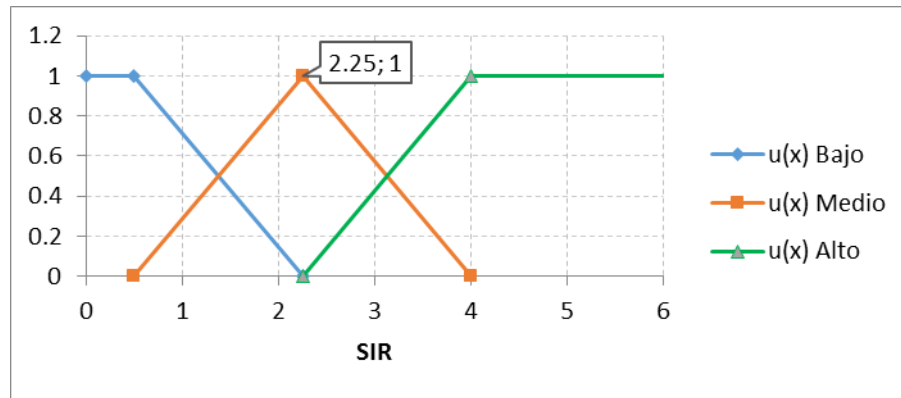


Figura 3-5: Función de Fuzzificación SIR

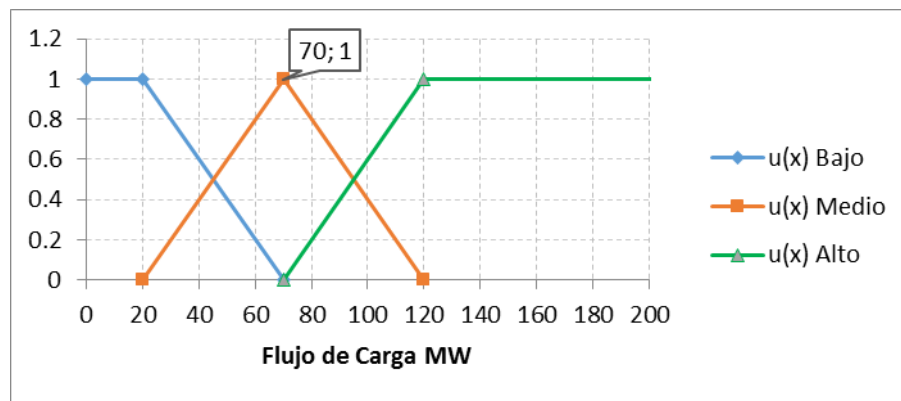


Figura 3-6: Función de Fuzzificación Flujo de Carga

La desfuzzificación se realiza de manera simplificada a partir de la primera regla de la lista con el valor mayor, o igual a otra en caso de que varias tengan el máximo.

Cada regla tiene asociada un valor correspondiente a un identificador de ubicaciones de falla y otro para los valores de resistencia de falla a considerar en las fallas de verificación. A continuación se presenta un ejemplo del esquema propuesto

idUbicación 1 -> Fallas al 1%, 50% y 99%

idUbicación 2 -> Fallas al 1%, 10%, 25%, 50%, 70%, 99%

idFalla 1 -> Resistencias de falla-> fórmula 5X, para X entre 0 y 10.

idFalla 2 -> Resistencias de falla-> fórmula 2X, para X entre 0 y 50.

Esta formulación tiene dos propósitos:

- Optimizar el número de fallas a realizar.
- Hacer énfasis de fallas donde sea preciso con base en la experiencia operativa (mayores problemas de desempeño para un relé de distancia, por ejemplo anillos).

Se aclara que este esquema de fallas es aplicable a elementos tipo línea, para barras se utiliza un único set de resistencias de falla.

En el capítulo correspondiente a la implementación se muestran los sets elegidos para la prueba del modelo.

La programación de fallas es almacenada en un mapa o array teniendo en cuenta el siguiente protocolo que leerá el ejecutor de fallas.

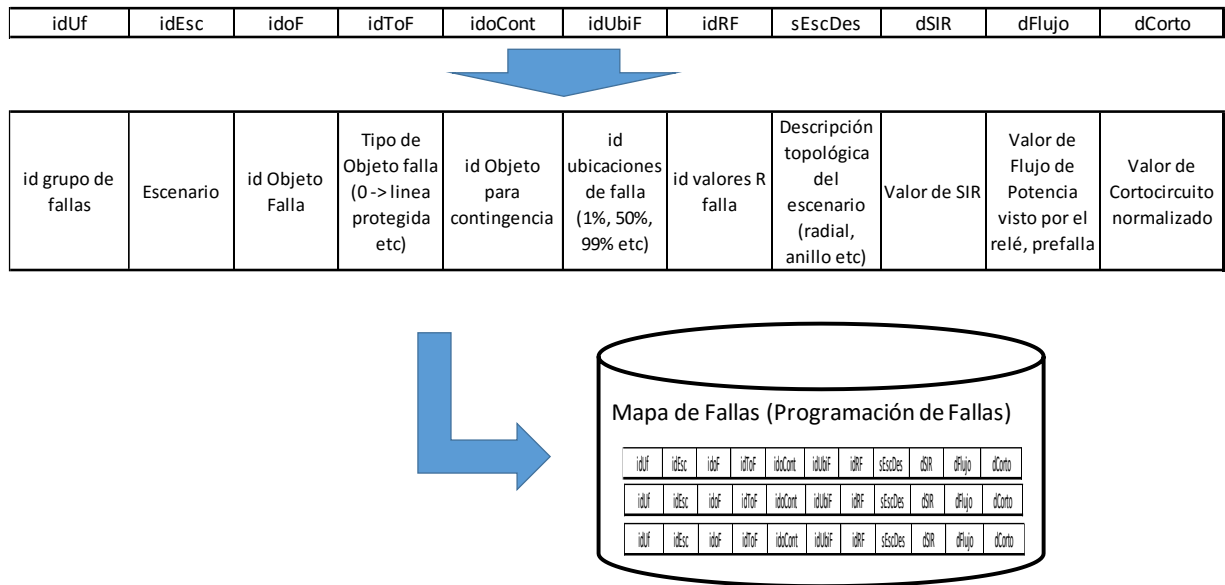


Figura 3-7: Encapsulamiento del programa de fallas para un elemento.

3.4 Evaluación del desempeño de relés de distancia

En este trabajo se propone un método de cálculo de desempeño de relés de distancia basado en las siguientes consideraciones.

- Los diferentes tipos de fallas tienen diferente frecuencia de ocurrencia.
- Fallas de baja impedancia implican mayor afectación al SEP, mientras que fallas de alta impedancia afectan en menor medida el SEP desde el punto de vista de tiempos críticos de despeje de fallas.
- El concepto de Seguridad es de vital importancia para la operación.
- El concepto de Fiabilidad es vital para mantener la integridad de los equipos.
- El desempeño es evaluado para un Set de fallas de verificación (FV), previamente generado por el algoritmo programador de fallas, cada falla es evaluada y la suma de estos desempeños constituye el desempeño global del relé (valor de la función objetivo para una solución de ajustes determinada).

A partir de una falla contenida en el set FV se calcula el desempeño del relé para dicha falla como se describe a continuación.

3.4.1 Información de entrada

La falla ejecutada aporta el tiempo de operación del relé ante la falla i (TOF_i).

Según los criterios consultados (Ver tabla **Tabla 2-1**), se asigna una denominación de zona a los diferentes rangos de tiempos de operación del relé, esta clasificación se denomina $ROPZ$.

$Z1$ $0 \rightarrow 0.1 s$, $Z2$ $0.2 \rightarrow 0.5 s$, $Z3$ $0.7 \rightarrow 1.5 s$, $Z4$ $1 \rightarrow 2 s$, *No operación (NO)* $\rightarrow > 5s$

Para considerar la relevancia de la falla, se definen los factores de ponderación por tipo de falla, por valor de resistencia de falla y por ubicación de la falla. Estos valores pueden elegirse considerando estadísticas y/o por decisión del usuario del modelo según el enfoque requerido, para efectos demostrativos se da un ejemplo de estos valores.

$$\text{Factor de ponderación por Tipo de Falla} \quad \text{FPTF} = \begin{bmatrix} 1F & \rightarrow 0.9 \\ 2F & \rightarrow 0.25 \\ 2FT & \rightarrow 0.4 \\ 3F & \rightarrow 0.3 \end{bmatrix}$$

$$\text{Factor de ponderación por Resistencia de Falla} \quad \text{FPRF} = \begin{bmatrix} 0 - 10 \Omega & \rightarrow 1 \\ > 10 - 20 \Omega & \rightarrow 0.9 \\ > 20 - 40 \Omega & \rightarrow 0.8 \\ > 40 - 70 \Omega & \rightarrow 0.5 \\ > 70 - 100 \Omega & \rightarrow 0.3 \\ > 100 \Omega & \rightarrow 0.2 \end{bmatrix}$$

Factor de ponderación por Localización de la falla $FPUF = \begin{bmatrix} Interna \rightarrow 1 \\ Externa \rightarrow 0.7 \end{bmatrix}$

Para calcular el desempeño se debe haber determinado previamente y según las condiciones de falla, cual es el rango de zonas de operación esperado, denominado $REOF_i$, este cálculo se explica a continuación.

3.4.2 El Juez

Durante la parte inicial del proyecto se realizó un prediseño del esquema de juzgamiento para decidir cuál es el rango esperado de operación del relé ante una falla determinada, este prediseño contempló lógica difusa considerando los parámetros de ajustes. Durante el diseño se identificó que no era funcional este esquema por generar sesgamiento del juicio, razón por la cual se propuso un esquema simplificado, basado en métodos constructivos, descrito a continuación.

3.4.2.1 Parte 1 – Localizador del punto de falla

El insumo del Juez es la localización lineal, en valor de impedancia, sin tener en cuenta impedancias de transferencia entre el punto del relé y el de falla. La **Figura 3-8** ilustra el concepto del cálculo de este valor ante falla en una línea remota.

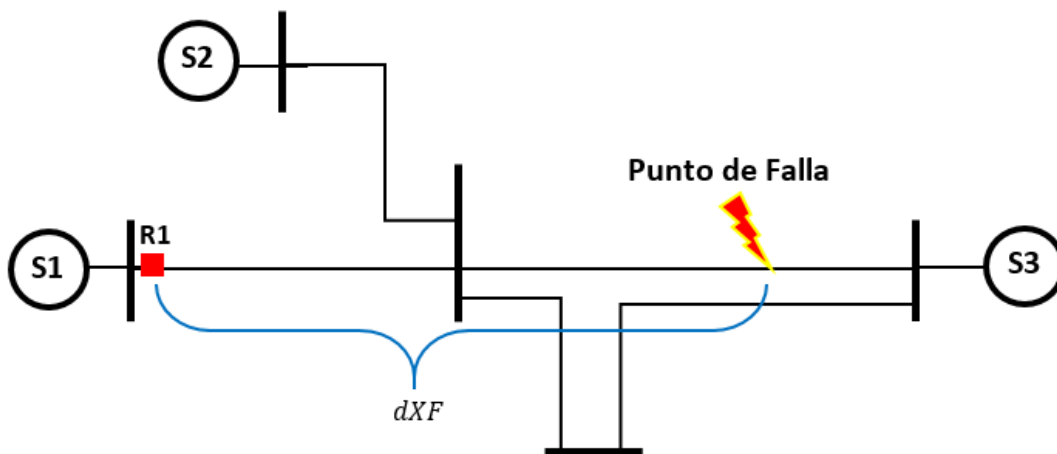


Figura 3-8: Concepto localización lineal de impedancia hasta el punto de falla.

$$dXF = X_{1 \text{ Lin Protegida}} + PorFalla[\%] \times X_{1 \text{ Linea remota fallada}}$$

El conjunto de reglas utilizado para localizar el punto de falla fue:

1. Si la falla se ubica en el objeto protegido y:

- a. Si $dXF \leq 0.9X_{1 \text{ Lin Protegida}}$, $Z_1 \rightarrow REOF_i$

- b. Si $dXF > 0.8X_{1\text{Lin Protegida}}$, $Z_2 \rightarrow REOF_i$
2. Si la falla se ubica en objeto tipo línea paralela, se calcula dXF desde la barra remota y $dXF2$ desde la barra local al punto de falla.
- a. Si $dXF \leq 0.5X_{1\text{Lin Paralela}}$, $Z_2 \rightarrow REOF_i$
- b. Si $dXF \geq 0.15X_{1\text{Lin Paralela}}$, $Z_3 \rightarrow REOF_i$
- c. Si $dXF2 \leq 0.3X_{1\text{Lin Paralela}}$, $Z_4 \rightarrow REOF_i$
3. Si la falla se ubica en objeto tipo línea adyacente remota, se calcula dXF desde la barra remota y al punto de falla.
- a. Si $dXF \leq 0.5X_{1\text{Lin Remota}}$, $Z_2 \rightarrow REOF_i$
- b. Si $dXF \geq 0.15X_{1\text{Lin Remota}}$, $Z_3 \rightarrow REOF_i$
4. Si la falla se ubica en objeto tipo línea adyacente local, se calcula dXF desde la barra local y al punto de falla.
- a. Si $dXF \leq 0.3X_{1\text{Lin Local}}$, $Z_4 \rightarrow REOF_i$
5. En caso contrario (no se cumplen ninguna de las condiciones anteriores), por ejemplo para barras de baja tensión de transformadores remotos.
- a. $NO \rightarrow REOF_i$

3.4.2.2 Parte 2 – Consideración Efecto INFEED

Para la consideración del efecto INFEED en primer lugar se calcula de forma aproximada la corriente equivalente de INFEED con los datos que entrega el ejecutor de fallas, tal como se muestra a continuación.

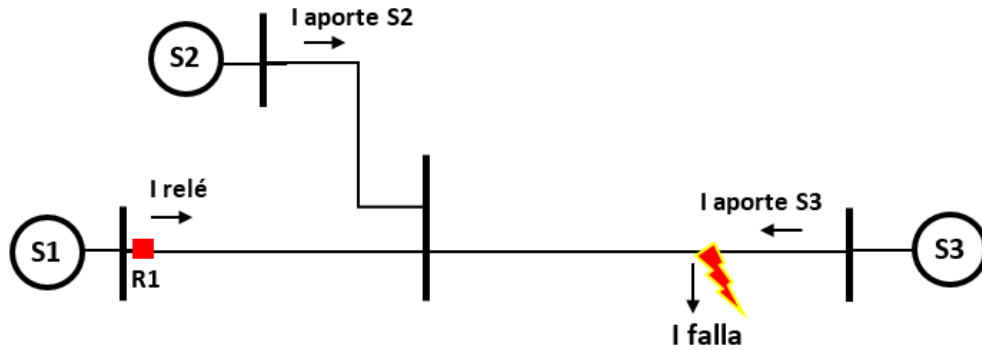


Figura 3-9: Ejemplo INFEED Múltiple para cálculo de corriente INFEED equivalente.

$$I_{Equi\ INFEED} = I_{Falla} - I_{Relé}$$

Con la corriente equivalente de INFEED aproximada, y teniendo en cuenta que solo se valora el desplazamiento **aproximado** de la impedancia en R por cuenta del efecto INFEED como se muestra a continuación.

$$\theta_{Inclinación} = \theta_{I\ Equi\ INFEED} - \theta_{I\ Relé}$$

$$dF_{INFEED} = \frac{|I_{Equi\ INFEED}|}{|I_{Relé}|} \times R_{falla}$$

$$deltaR = dF_{INFEED} \times \cos(\theta_{Inclinación})$$

$$deltaRTotal = deltaR + R_{falla}$$

Se establece el siguiente criterio para aceptar que el relé no opere ante la falla determinada debido a desplazamiento de la impedancia por INFEED.

6. Si $0.7 \times R_{min\ de\ carga} < 200$

a. Si $deltaRTotal > 0.7 \times R_{min\ de\ carga}$, **NO** \rightarrow $REOF_i$

Si no

b. Si $deltaRTotal > 200$, **NO** \rightarrow $REOF_i$

El criterio anterior ha sido formulado teniendo en cuenta la experiencia operativa en relación con los valores máximos de impedancia de falla observados en el análisis de eventos en el SIN, y que además, podrían ser detectados por un relé de distancia. Lo anterior teniendo en cuenta que según [68] por encima de resistencias de falla de 100 Ω se recomienda emplear una protección independiente para fallas a tierra. El valor de 200 Ω es un valor intermedio que considera la componente resistiva de una línea de hasta 400 km más el valor límite referenciado de resistencia de falla 100 Ω .

Como resultado de la ejecución del criterio del Juez se obtiene un vector binario para $REOF_i$, con 5 posiciones las cuales indican si se acepta o no la operación del relé en las zonas establecidas de operación.

3.4.3 Función de Cálculo de Desempeño

El desempeño es calculado utilizando la función FDR mostrada a continuación, la cual se compone de dos partes. La primera para evaluar el desempeño puntual del relé ante una falla, considerando el TOF_i , calculado por simulación, y el rango esperado de operación $REOF_i$, la segunda para ponderar la relevancia del tipo de falla.

$$FDR = \sum_{i \in FV} DA_i(REOF_i, TOF_i) \times P_i(FPUF_i, FPTF_i, FPRF_i)$$

Donde:

$$DA_i = \begin{cases} \text{si } TOF_i \in REOF_i \rightarrow k_1 \text{ (operó en rango deseado)} \\ \text{si } TOF_i > REOF_i \rightarrow k_2 \text{ (se retrasó en operar)} \\ \text{si } TOF_i < REOF_i \rightarrow k_3 \text{ (se adelantó en operar)} \end{cases} \times \begin{cases} \text{si } TOF_i < NO \wedge REOF_i = NO \rightarrow k_4 \text{ (operación indeseada)} \\ \text{si } TOF_i \in NO \wedge REOF_i < NO \rightarrow k_5 \text{ (omisión disparo)} \\ \text{En otro caso} \rightarrow 1 \end{cases}$$

$$P_i = FPUF_i \times (FPTF_i + FPRF_i)$$

Los factores asignados son elegidos de acuerdo al desempeño deseado en la operación: un desempeño más fiable o más seguro de las protecciones. Mayor seguridad se obtiene haciendo el producto $k_3 \times k_4$ negativo y mayor en magnitud respecto al valor de k_1 . Para mayor fiabilidad el producto $k_2 \times k_5$ debe ser negativo y k_4 un valor menor que 1 y mayor que cero.

En el numeral 4.4.1.2 se presenta un ejemplo numérico para ilustrar la elección de los parámetros para cada enfoque.

3.5 Modelo de Optimización

Con base en la aplicación práctica del modelo propuesto y teniendo en cuenta que se presentan dos enfoques para la selección de ajustes de relés de distancia, seguridad y fiabilidad se formuló el siguiente modelo de optimización.

$$\text{Max } FDR_1 \times (1 - dF_{seg}) + FDR_2 \times dF_{seg}$$

Con

FDR_1 desempeño del relé, ante un conjunto de fallas de verificación FV , para un grupo de parámetros k_1, k_2, k_3, k_4, k_5 con enfoque de Fiabilidad.

FDR_2 desempeño del relé, ante un conjunto de fallas de verificación FV , para un grupo de parámetros k_1, k_2, k_3, k_4, k_5 con enfoque de Seguridad.

dF_{seg} parámetro de entrada, [0,1] para ponderar seguridad vs fiabilidad, indica el peso de para el enfoque de seguridad.

Modificando las variables

$$R_1, R_2, R_3, R_4, X_1, X_2, X_3, X_4$$

Sujetas a las restricciones:

$$R_{1 \text{ LimMin}} < R_1 < R_{1 \text{ LimMax}}$$

$$X_{1 \text{ LimMin}} < X_1 < X_{1 \text{ LimMax}}$$

$$R_{2 \text{ LimMin}} < R_2 < R_{2 \text{ LimMax}}$$

$$X_{2 \text{ LimMin}} < X_2 < X_{2 \text{ LimMax}}$$

$$R_{3 \text{ LimMin}} < R_3 < R_{3 \text{ LimMax}}$$

$$X_{3 \text{ LimMin}} < X_3 < X_{3 \text{ LimMax}}$$

$$R_{4 \text{ LimMin}} < R_4 < R_{4 \text{ LimMax}}$$

$$X_{4 \text{ LimMin}} < X_4 < X_{4 \text{ LimMax}}$$

Los límites para cada una de las variables del modelo son estimados por el algoritmo de construcción de soluciones iniciales, teniendo en cuenta la topología.

La presentación de resultados de cálculo para todo el proyecto se realizará en porcentaje del desempeño ideal.

3.6 Método de Optimización Híbrido

Teniendo en cuenta que el modelo de optimización propuesto involucra soluciones con variables continuas, la revisión de los métodos de optimización disponibles y los resultados reportados sobre el algoritmo de Evolución Diferencial [80][82][83], se tomó como base éste método de optimización para este proyecto.

La elección del algoritmo DE entre las demás opciones (redes neurales, máquinas de soporte vectorial, entre otros) fue motivada por la generalización requerida para permitir varios tipos de redes (varios tamaños relacionados con nodos y topologías) y sobre técnicas de enjambre porque este trabajo se centra en un solo relé.

El esquema original del algoritmo DE se muestra a continuación.

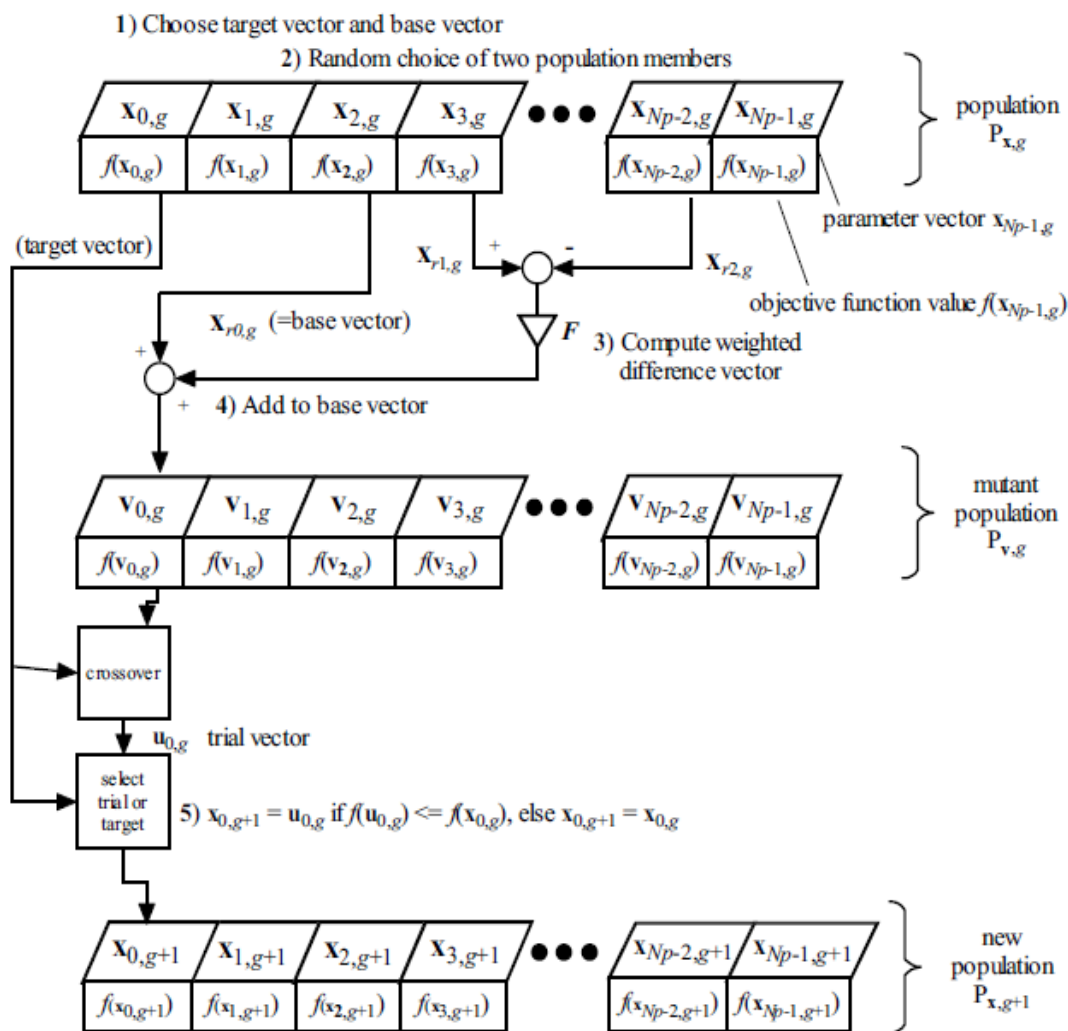


Figura 3-10: Algoritmo Original Evolución Diferencial [81].

3.6.1 Generación de Soluciones Iniciales

3.6.1.1 Estructura de una solución

Acorde con el problema de optimización formulado, se estableció la siguiente estructura para una solución.

R1	X1	R2	X2	R3	X3	R4	X4
----	----	----	----	----	----	----	----

Figura 3-11: Estructura de las soluciones (cromosoma)

La solución almacena los alcances resistivos (R) e inductivos (X) para cada una de las zonas. En la solución, las variables tienen unidades de ohmios primarios.

Las siguientes consideraciones fueron la base para el diseño del método constructivo que genera las soluciones iniciales.

- El enfoque de este trabajo es **evolucionar las soluciones** que podría dar un **experto** y/o se pueden obtener de los **criterios** consultados y consignados en la **Tabla 2-1**.
- El tiempo de cómputo de múltiples fallas es un parámetro crítico, situación que genera, independientemente del equipo de cómputo utilizado, la necesidad de minimizar el número de soluciones a ser evaluado para lograr la optimización.
- Es relevante el acotamiento del rango en el cual se puede mover cada una de las variables de la solución.
- Se toma en consideración la resistencia mínima de carga según la capacidad de la línea donde está el relé y su cálculo se realiza según lo indicado en la **Tabla 2-1**.
- El constructor de soluciones se alimenta de los resultados del algoritmo de identificación de la topología, de donde se explora si existen líneas remotas, locales y transformadores conectados a las barras locales o remotas, los cuales son relevantes para evaluar alcances de las zonas.

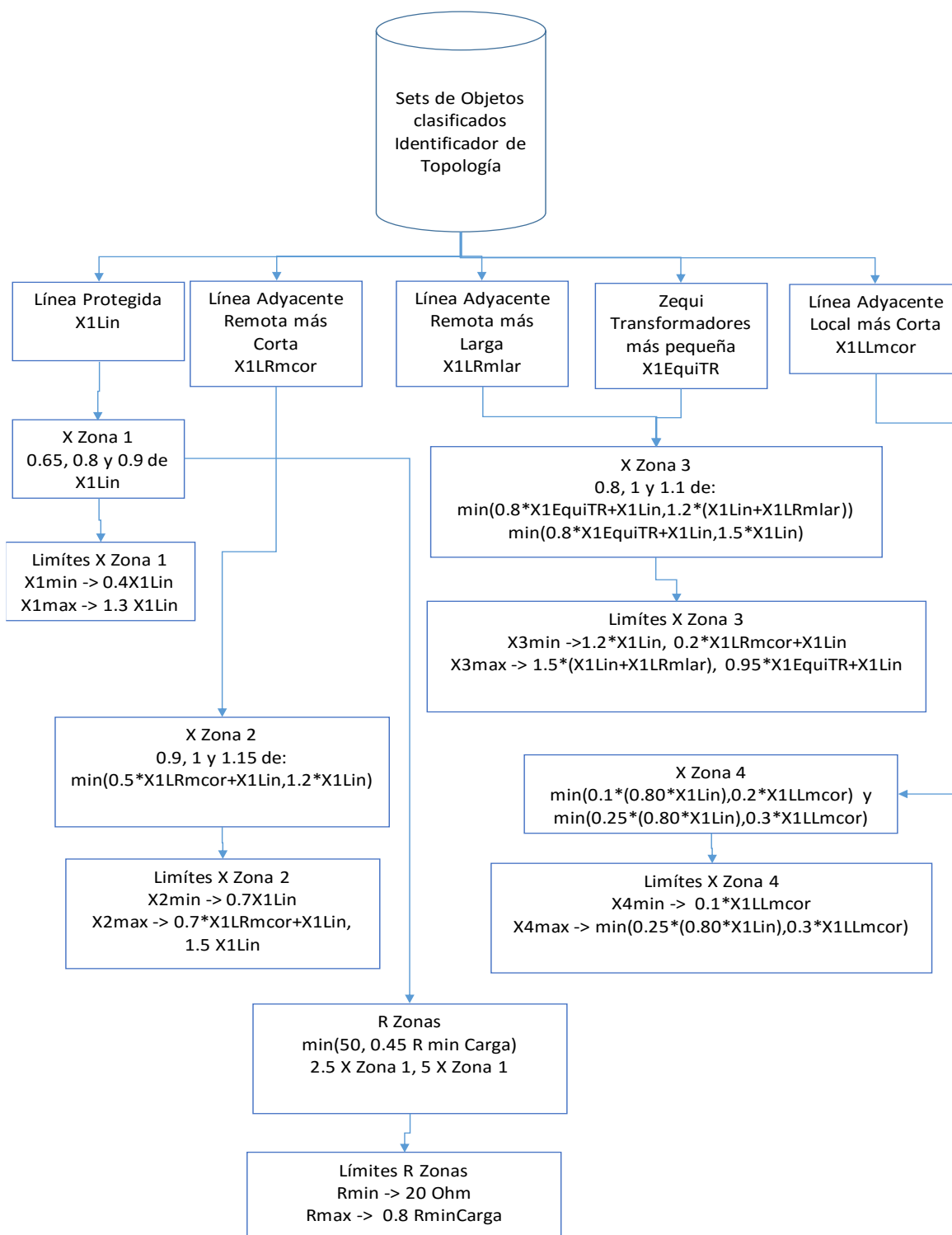


Figura 3-12: Diagrama de bloques algoritmo constructor de soluciones iniciales

3.6.2 Algoritmo Evolución Diferencial Propuesto

Se realizaron pruebas preliminares del algoritmo DE, teniendo en cuenta el parámetro $F=1$ y ranking para elegir soluciones que avanzan a la próxima generación, obteniendo comportamientos evolutivos elitistas tal y como se muestra a continuación. Estas pruebas consideraron una población inicial de 6 soluciones.

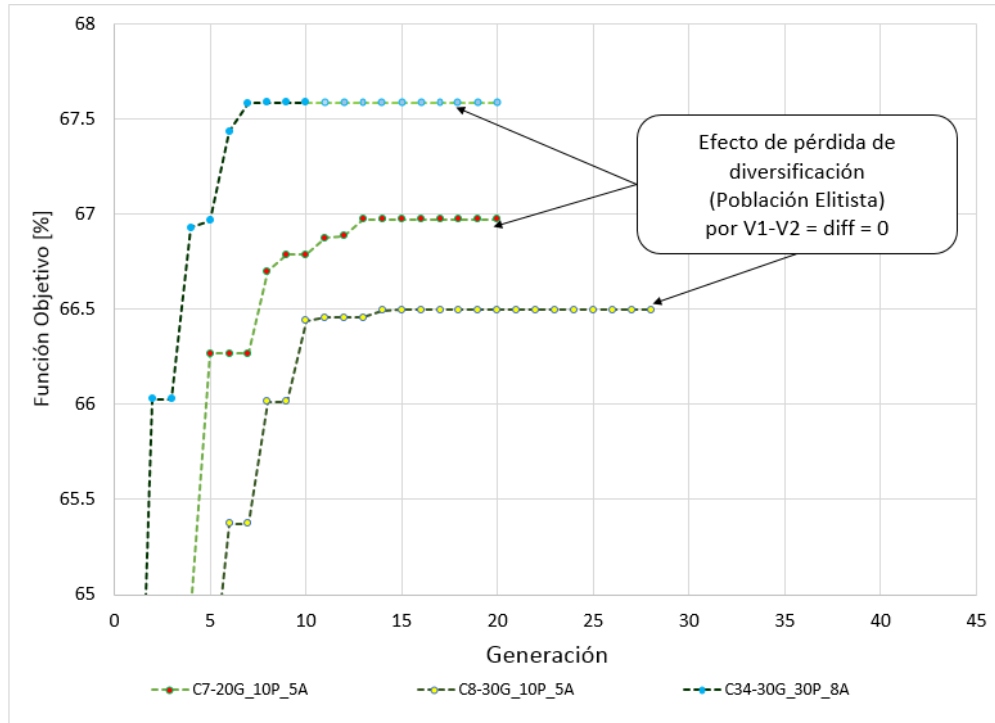


Figura 3-13: Problema de diversificación algoritmo DE con ranking aplicado al problema propuesto

El resultado se explica fácilmente debido a que una vez el grupo de soluciones en uno o más de los genes tengan el mismo valor, el resultado de la diferencia será cero y por lo tanto este gen no presentará variación independientemente del parámetro F .

Es ampliamente conocido que los métodos de optimización poblacionales son sensibles a un arranque adecuado de la población, de lo contrario se requieren modificaciones que generen diversificación permanente de las soluciones.

Teniendo en cuenta lo anterior se propuso el siguiente algoritmo de evolución diferencial modificado que al mismo tiempo es un híbrido al contar con un método constructivo para generar las soluciones iniciales.

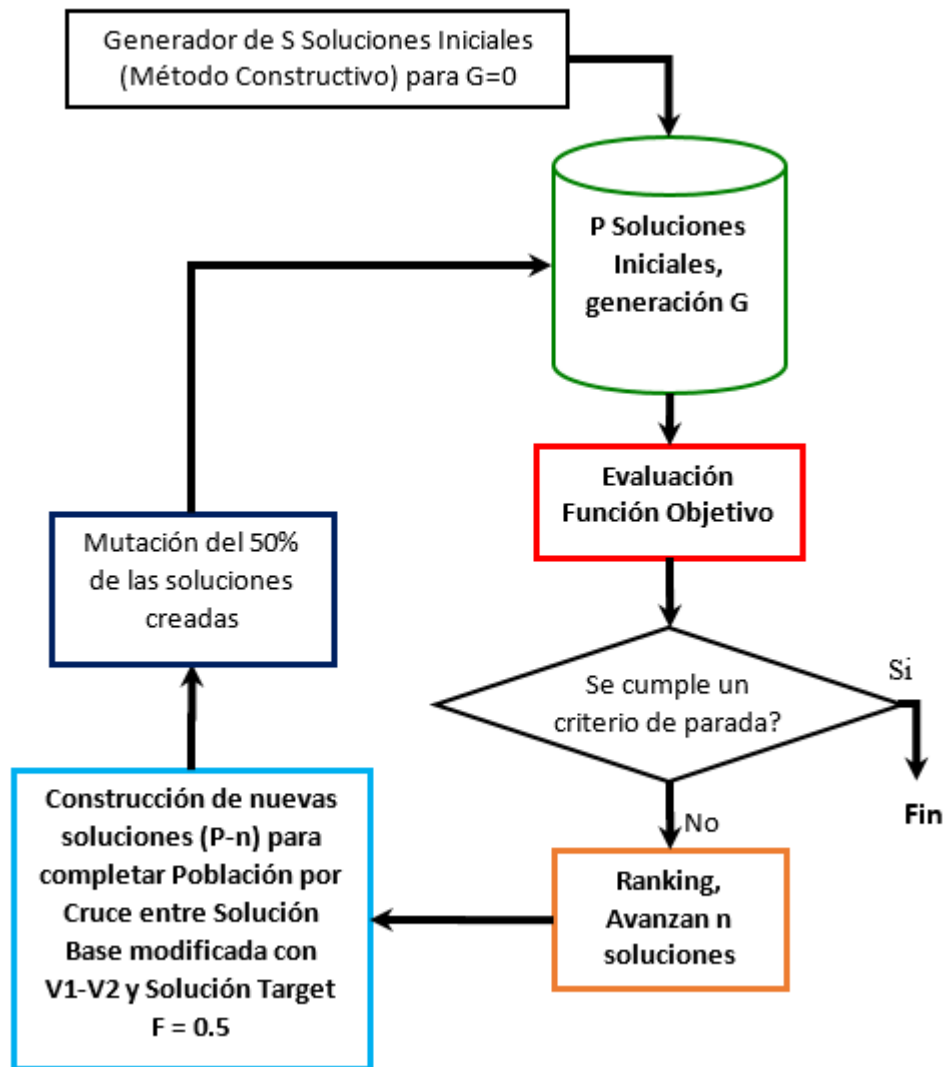


Figura 3-14: Algoritmo de evolución diferencial modificado híbrido

A continuación se describen los esquemas de cruce y mutación adicional del algoritmo propuesto.

3.6.2.1 Esquema de Cruce

En la **Figura 3-15** se presenta el esquema de cruce implementado según los requerimientos del problema. El problema abordado requería que el cruce fuera efectuado por zonas, teniendo en cuenta que no es útil desde el punto de vista de evolución, implementar un cruce que pueda intercambiar genes entre diferentes zonas.

El algoritmo propuesto completa el número de individuos faltantes para el valor del total de la población (P), el cual corresponde a $P-n$, mediante el método indicado en la **Figura 3-15**.

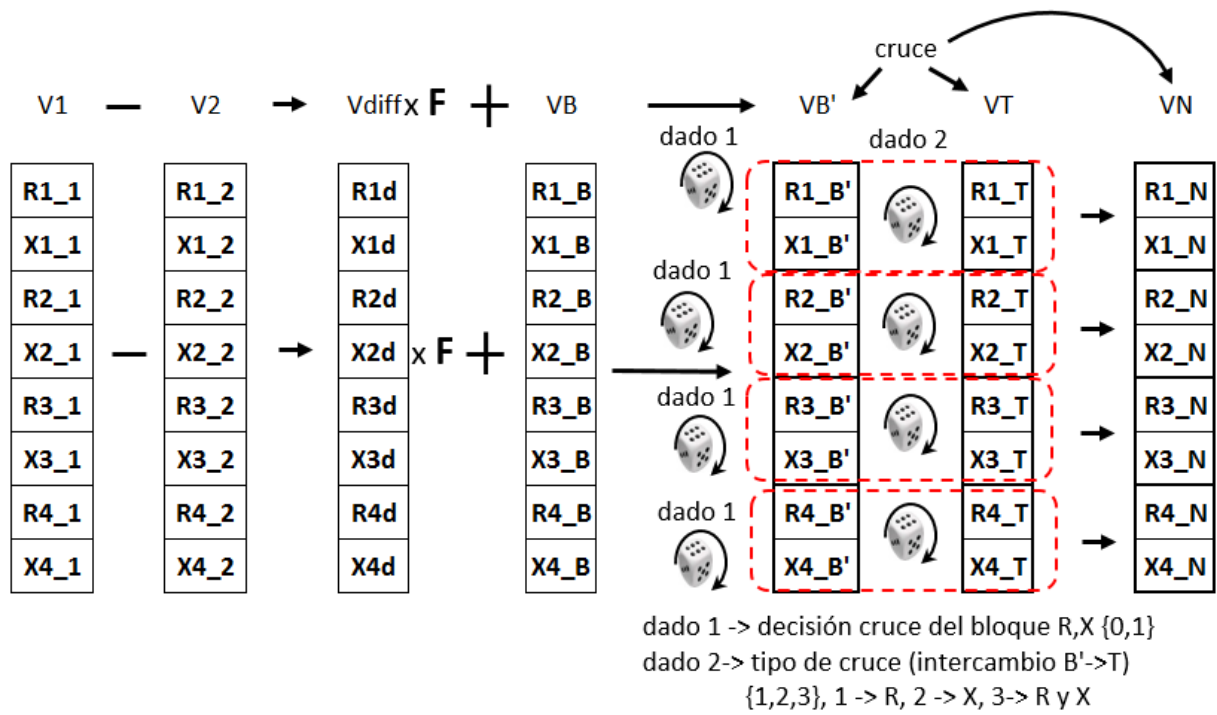


Figura 3-15: Esquema de cruce propuesto

Para mejor comprensión del esquema, se presenta en la **Figura 3-16** un ejemplo de algunas soluciones luego del cruce, sin mutación adicional.

```

196V1-232V2-162VB-209VT_CR- || B-T | T-B | B-B | T-T || _MT-0
222V1-251V2-209VB-235VT_CR- || T-T | T-T | B-T | T-T || _MT-0
196V1-209V2-235VB-255VT_CR- || B-T | B-B | B-B | T-B || _MT-0
251V1-241V2-222VB-269VT_CR- || B-B | B-T | T-T | T-B || _MT-0
251V1-222V2-256VB-269VT_CR- || T-B | T-T | B-T | T-T || _MT-0
298V1-297V2-303VB-321VT_CR- || T-T | T-T | T-T | B-B || _MT-0
307V1-313V2-321VB-297VT_CR- || B-T | B-B | B-B | T-B || _MT-0
331V1-341V2-359VB-357VT_CR- || B-T | T-T | T-B | T-B || _MT-0
303V1-341V2-306VB-356VT_CR- || B-B | T-T | B-T | T-B || _MT-0
391V1-369V2-361VB-363VT_CR- || T-T | T-T | B-T | T-T || _MT-0
357V1-361V2-363VB-371VT_CR- || B-T | B-B | B-B | T-B || _MT-0
423V1-409V2-401VB-397VT_CR- || B-B | T-T | B-T | T-T || _MT-0
364V1-397V2-420VB-423VT_CR- || B-B | T-T | T-T | T-T || _MT-0
409V1-425V2-397VB-435VT_CR- || T-B | T-B | B-B | T-T || _MT-0
401V1-435V2-427VB-397VT_CR- || T-T | T-B | T-T | T-B || _MT-0
  
```

Figura 3-16: Ejemplo de operación esquema de cruce implementado

3.6.2.2 Esquema de Diversificación Adicional

Teniendo en cuenta que la solución o cromosoma tiene 8 genes, se diseñó un esquema basado en tres puntos de mutación, dos de ellos leve (± 0.2) y uno de ellos fuerte (± 0.5). Este esquema opera de forma aleatoria como se describe a continuación.

Los factores de multiplicación para la modificación de los genes se eligen de manera aleatoria entre los rangos que fueron mencionados.

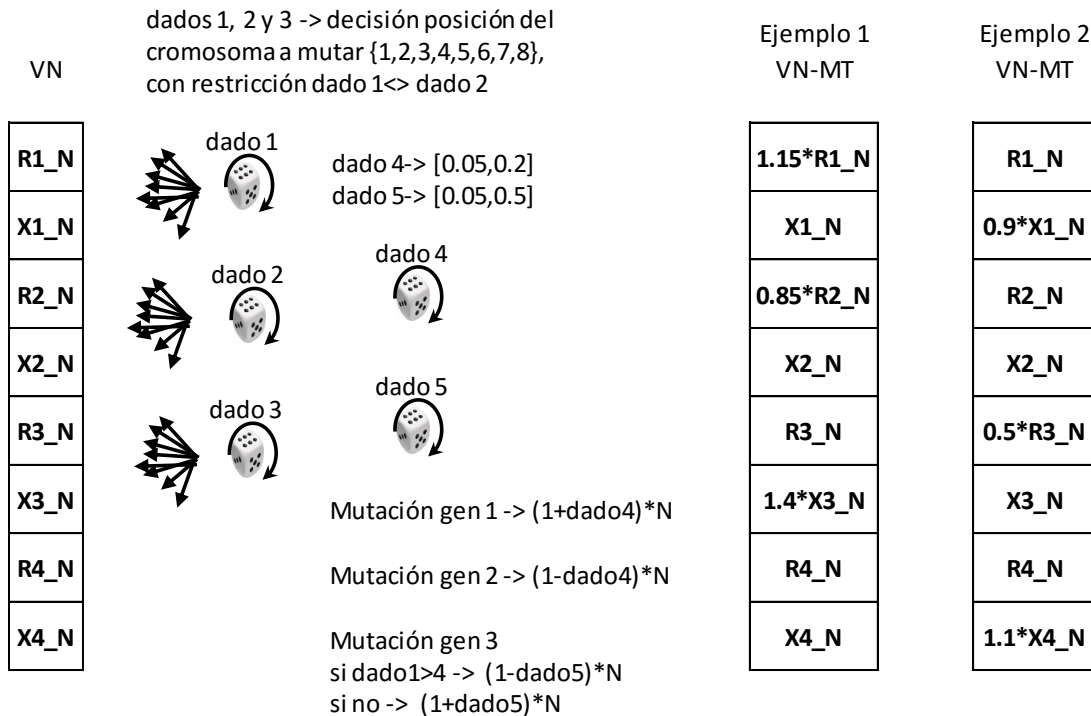


Figura 3-17: Esquema propuesto de mutación adicional

3.6.2.3 Criterios de Parada

Se establecieron dos criterios de parada, el primero por número de generaciones alcanzado, y el segundo basado en la diferencia en la mejora entre la primera solución y la cuarta según ranking.

4. IMPLEMENTACIÓN Y AJUSTE DEL MODELO

4.1 Descripción General

Todos los componentes del modelo fueron implementados en el programa DlgSILENT Power Factory versión 14, cuyas capacidades para cálculo de cortocircuito han sido ampliamente probadas a nivel mundial [97][98][99].

La elección del este programa está basada no solo en su capacidad de simulación, sino en su capacidad de programación. Todos los componentes de software de este proyecto fueron construidos en el lenguaje DlgSILENT Programming Language – DPL.

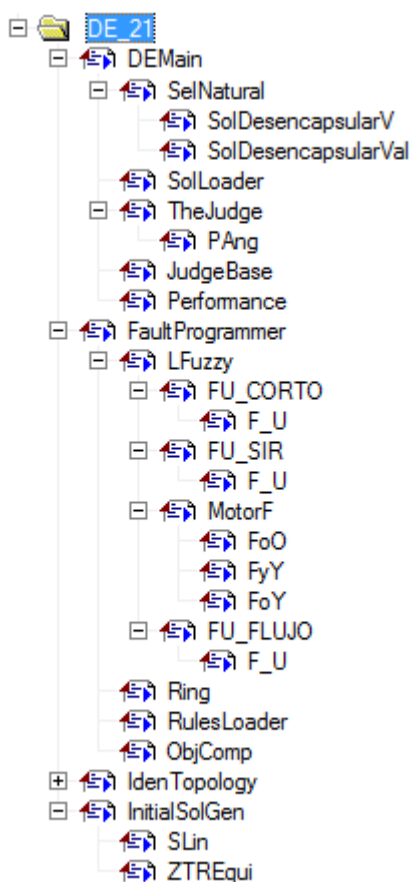


Figura 4-1: Esquema de implementación del modelo propuesto en DPL

Teniendo en cuenta que el modelo como un todo presenta una diversidad importante de parámetros, en este capítulo, se enfoca en la explicación de cómo se llegó a las parametrizaciones utilizadas para los casos de estudio.

Para mayor detalle de la implementación a nivel de desarrollo de software ver el Anexo 3.

4.2 Programador de fallas de verificación

De acuerdo con lo explicado en el capítulo 3 la programación de fallas requiere de reglas. Para propósitos de prueba se establecieron 196 reglas indicadas en el archivo referido en el Anexo 2.

Dichas reglas fueron derivadas con base en la experiencia operativa, barridos realizados previamente [76] y los siguientes puntos obtenidos en la revisión de criterios.

- Escenarios radiales requieren menor nivel de verificación a escenarios mallados.
- Escenarios mallados y con anillos requieren el máximo nivel de verificación.
- Cuando se tiene un alto nivel de cortocircuito, a pesar de tener un SIR bajo, ante fallas con resistencia de falla mayor a 1 se presentan riesgos de incursiones de zona.
- De acuerdo con la experiencia operativa, fallas con valor de resistencia mayor a 200 Ω son poco probables.
- Ante condiciones de flujo de carga hacia adelante, clasificado como medio o alto, se presenta mayor probabilidad de incursiones de zona 2 a zona 1, y por lo tanto mayor necesidad de verificación.
- Ante condición de flujo inverso alto, es poco útil examinar resistencia de falla con valores altos, es decir valores superiores a 50 Ω .
- Un SIR alto requiere mayor verificación en relación con ubicaciones de falla, no obstante será menos relevante en un sistema radial.

Para cada una de las reglas generadas, se tiene una combinación de dos números enteros los cuales indican las ubicaciones de falla y las resistencias de falla a considerar. Para propósitos de prueba del modelo se establecieron las siguientes ubicaciones de falla.

```
(1, '80|99');
(2, '50|75|90|99');
(3, '1|50|99');
(4, '1|10|25|50|75|90|99');
(5, '1|5|10|15|20|25|40|70|99');
(6, '1|5|10|15|20|30|40|50|70|85|90|99');
(7, '1|2.5|5|10|20|30|40|50|60|70|80|90|95|97.5|99|99.9');
```

Figura 4-2: Opciones de Ubicaciones de falla para la implementación del modelo

En el caso de la resistencia de falla, el id seleccionado direcciona a dos números, el primero obedece a la función a utilizar, y el segundo al parámetro de esa función hasta el cual se itera para cubrir el rango de resistencias de falla elegido. Las ecuaciones que fueron consideradas para este fin se muestran a continuación.

id	Ecuación	k	Rmax
1	1	6	30
2	1	10	50
3	2	10	20
4	2	25	50
5	3	20	100
6	3	25	195
7	2	60	120

Tipo de Ecuación

1. $5X$

2. $2X$

3. $\frac{X^3}{80}$

$\forall X \in \{0,1,2, \dots, k\}$

Figura 4-3: Opciones de resistencias de falla para la implementación del modelo

Adicionalmente para efectos de ilustración se muestra la parte inicial del archivo de reglas construido.

```
001!1-0-0-0-1-0!-|-|y|y|-|-|y|-!4-2;
002!1-0-0-0-1-0!-|y|-|oy|oy|-|y|-!4-4;
003!1-0-0-0-1-0!oy|oy|-|y|-|-|-!3-5;
004!1-0-0-0-1-0!oy|oy|-|-|oy|oy|-|y!3-5;
005!1-0-0-0-1-0!-|-|y|-|oy|oy|-|-!5-5;
006!1-0-0-0-1-0!-|y|-|-|y|-|y|-!4-2;
007!1-0-0-0-1-0!oy|oy|-|-|-|y|y|-!5-5;
008!1-0-0-0-0-0!-|-|y|y|-|-|y|-!4-3;
009!1-0-0-0-0-0!-|y|-|oy|oy|-|y|-!4-2;
010!1-0-0-0-0-0!oy|oy|-|y|-|-|-!3-2;
011!1-0-0-0-0-0!oy|oy|-|-|oy|oy|-|y!3-4;
012!1-0-0-0-0-0!-|-|y|-|oy|oy|-|-!5-1;
013!1-0-0-0-0-0!-|y|-|-|y|-|y|-!4-3;
014!1-0-0-0-0-0!oy|oy|-|-|-|y|y|-!5-4;
015!1-0-0-0-1-2!-|-|y|y|-|-|y|-!4-2;
016!1-0-0-0-1-2!-|y|-|oy|oy|-|y|-!4-4;
017!1-0-0-0-1-2!oy|oy|-|y|-|-|-!3-5;
018!1-0-0-0-1-2!oy|oy|-|y|-|-|-!3-5;
```

Figura 4-4: Esquema archivo de reglas

En el Anexo 4 se muestran las salidas de la ejecución del algoritmo programador de fallas para los casos utilizados en el proyecto.

4.3 Relé utilizado

La implementación del relé consideró el modelo de un relé SEL 421. Para mayor información sobre este modelo, se relaciona en el Anexo 5 la referencia técnica disponible en el software DlgSILENT Power Factory.

A continuación se describen los parámetros adicionales que se requerían configurar en este modelo y que no hacen parte del modelo de la optimización.

- Tipos de curvas: de eligieron curvas Mho tanto para Loops de fases y tierra y curvas cuadrilaterales para Loops de tierra. Esta es la aplicación usual en Colombia.
- El factor k0 fue calculado según los parámetros de la línea según el caso.
- Los tiempos de operación de las zonas 1 a la 4 fueron ajustados en 0, 18, 60 y 70 ciclos respectivamente.

4.4 Ajuste de Parámetros del Modelo Propuesto

4.4.1 Elección de parámetros evaluación del desempeño

4.4.1.1 Tipo de Falla y Resistencia de Falla

Para las verificaciones iniciales fueron utilizados los parámetros indicados en el numeral 3.4.1.

Para los casos de estudio, se cambiaron los factores de ponderación por tipo de falla de acuerdo con los porcentajes indicados en la **Tabla 2-2**, debido a que estos fueron obtenidos posterior a la realización de los casos de sintonización.

4.4.1.2 Parámetros K

Se realizó una sensibilidad de los parámetros k del modelo propuesto con 10 posibles combinaciones de parámetros para 30 fallas, los grupos 1 al 5 son opciones para fiabilidad y los demás para seguridad. Los parámetros evaluados y el resultado en porcentaje del máximo desempeño posible se muestran en la **Tabla 4-1**.

Tabla 4-1: Sensibilidad de parámetros del modelo de desempeño

Grupo	k1	k2	k3	k4	k5	Resultado [% del ideal]
1	10	5	2	0	-1	47.44
2	10	5	5	0.5	-10	-16.54
3	1	0.5	0.2	1	-5	17.93
4	100	0.5	0.2	1	-5	43.91
5	5	3	0.5	1	-2	37.71
6	10	2	-1	500	0.5	-327.79
7	1	0.7	0.2	-0.5	0.7	65.41
8	10	1	-5	10	0	1.75
9	100	1	-5	25	1	34.45
10	5	4	1	-50	0.5	-8.67

Teniendo en cuenta que el cálculo mostrado se realizó para un set de 30 fallas, se eligieron los dos extremos, es decir, para fiabilidad el mayor valor y para seguridad el menor valor. Lo anterior considera que al aumentar el número de fallas en el caso de seguridad se puede perder relevancia ante operaciones indeseadas para valores bajos del parámetro k_4 por sumatoria de las fallas con adecuado desempeño. En el caso de Fiabilidad, al tener en cuenta que es más frecuente presentar omisión de disparo por efecto INFEED se eligió el más alto con el fin de presentar un valor adecuado ante mayor cantidad de fallas.

4.4.2 Sintonización (Tunning) y Comparativa del Algoritmo DE Modificado

Para la sintonización del modelo fue considerado el caso 5 de la referencia [76]. Los escenarios evaluados fueron el 7, 8 y 9 correspondientes a condiciones con flujo hacia adelante, siendo los casos 8 y 9 de alto flujo de potencia.

A continuación se presentan los casos de sintonización realizados. Los casos se generaron por grupos, a medida que se obtuvieron resultados estos fueron usados para definir los siguientes grupos de prueba, lo anterior consistió en ejecutar un análisis basado en el concepto del algoritmo F-Race, considerando además lo lineamientos del numeral 6.2.2 de la referencia [78].

Tabla 4-2: Casos para Sintonización (Tunning) de parámetros algoritmo DE Modificado

N	No Sol Ini	No Generaciones	Población	No Individuos Avanzan	F- Mul Diff	Mutación 2	Modo Mutación	Umbral % Diff Mejora Parada	Generación Parada	Función Objetivo Desempeño [%]	Métrica Desempeño	Relación nIndP/ nIndAvA
1	6	5	10	5	1	0	0	0.001	5	65.443	133.31	2.00
2	6	5	15	5	1	0	0	0.001	5	66.529	174.96	3.00
3	6	5	20	5	1	0	0	0.001	5	65.962	78.89	4.00
4	6	5	30	5	1	0	0	0.001	4	67.544	180.07	6.00
5	6	10	10	5	1	0	0	0	10	64.014	16.07	2.00
6	6	15	10	5	1	0	0	0	15	65.572	57.12	2.00
7	6	20	10	5	1	0	0	0	20	66.970	125.21	2.00
8	6	30	10	5	1	0	0	0	15	66.479	116.70	2.00
9	6	5	25	4	1	0	0	0.001	3	67.440	259.63	6.25
10	6	5	25	8	1	0	0	0.001	5	67.502	204.47	3.13
11	6	5	25	14	1	0	0	0.001	5	61.844	0.11	1.79
12	6	5	25	17	1	0	0	0.001	5	65.526	96.64	1.47
13	6	5	25	6	1	0	0	0.001	5	67.534	187.84	4.17
14	6	5	25	10	1	0	0	0.001	5	66.170	92.78	2.50
15	6	5	15	5	1	1	1	0.001	5	67.003	242.22	3.00
16	6	5	30	5	1	1	1	0.001	5	67.945	184.41	6.00
17	6	5	25	8	1	1	1	0.001	5	67.174	166.59	3.13
18	6	5	50	8	1	1	1	0.001	5	67.695	96.72	6.25
19	6	5	25	8	0.5	1	1	0.001	5	68.066	284.28	3.13
20	6	5	30	5	0.5	1	1	0.001	5	67.975	187.59	6.00
21	6	5	25	8	0.5	1	0	0.001	5	67.515	206.10	3.13
22	6	5	15	5	1	1	0	0.001	5	65.334	66.92	3.00
23	6	5	20	5	1	1	0	0.001	5	67.036	171.14	4.00
24	6	5	30	5	1	1	0	0.001	5	67.989	189.09	6.00
25	6	10	25	8	0.5	1	1	0.001	10	68.056	146.16	3.13
26	6	10	25	8	0.5	1	0	0.001	10	68.149	153.95	3.13
27	6	10	25	8	0.75	1	1	0.001	10	68.086	148.64	3.13
28	6	10	25	8	1.5	1	1	0.001	10	67.613	113.05	3.13
29	6	30	30	10	0.5	1	1	0	30	68.416	51.71	3.00
30	6	30	30	10	0.5	1	0	0	30	68.394	51.10	3.00
31	6	30	30	10	1	1	1	0	30	68.387	50.91	3.00
32	6	0	40	8	0.5	1	1	0.0001	8	68.275	110.83	5.00
33	6	0	30	8	0.5	1	1	0.0001	44	68.471	33.127	3.75
34	6	0	30	8	1	0	0	0.0001	10	67.587	86.677	3.75

La métrica de desempeño se definió así:

$$\text{Métrica Desempeño del Algoritmo} = \frac{\text{Mejora del Desempeño}[\%]^4}{0.1 \times \text{Número Soluciones Evaluadas}}$$

A continuación se muestran los gráficos comparativos de desempeño,

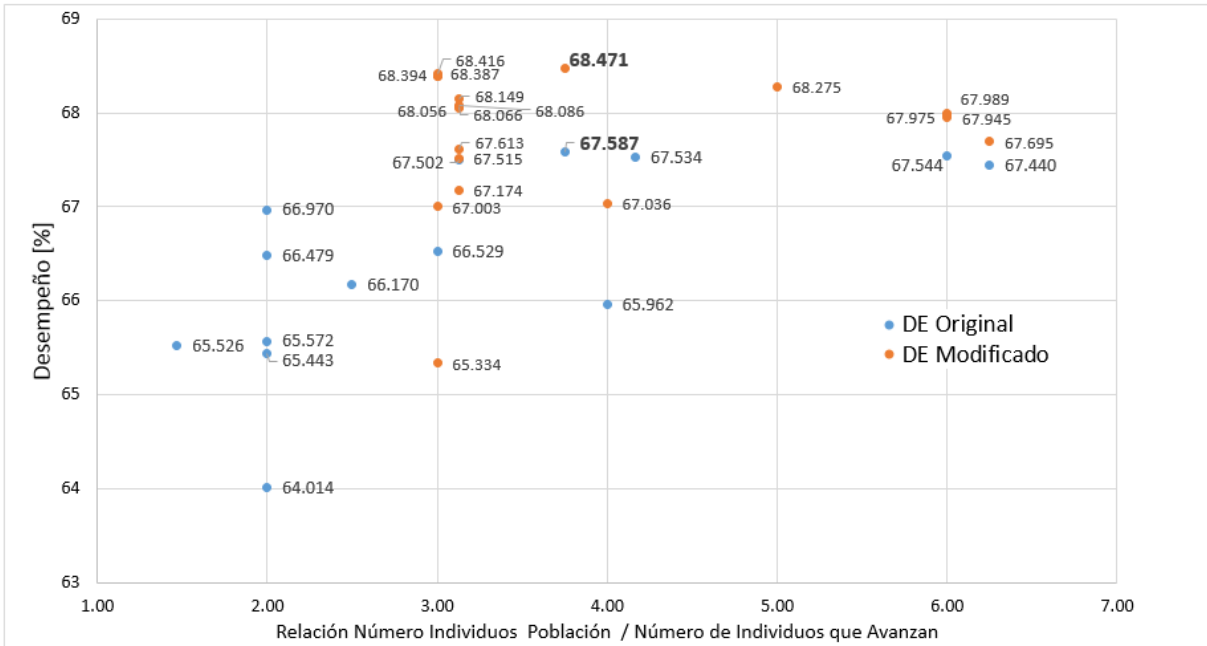


Figura 4-5: Comparativa Desempeño vs Relación Individuos Generación / Individuos Avance

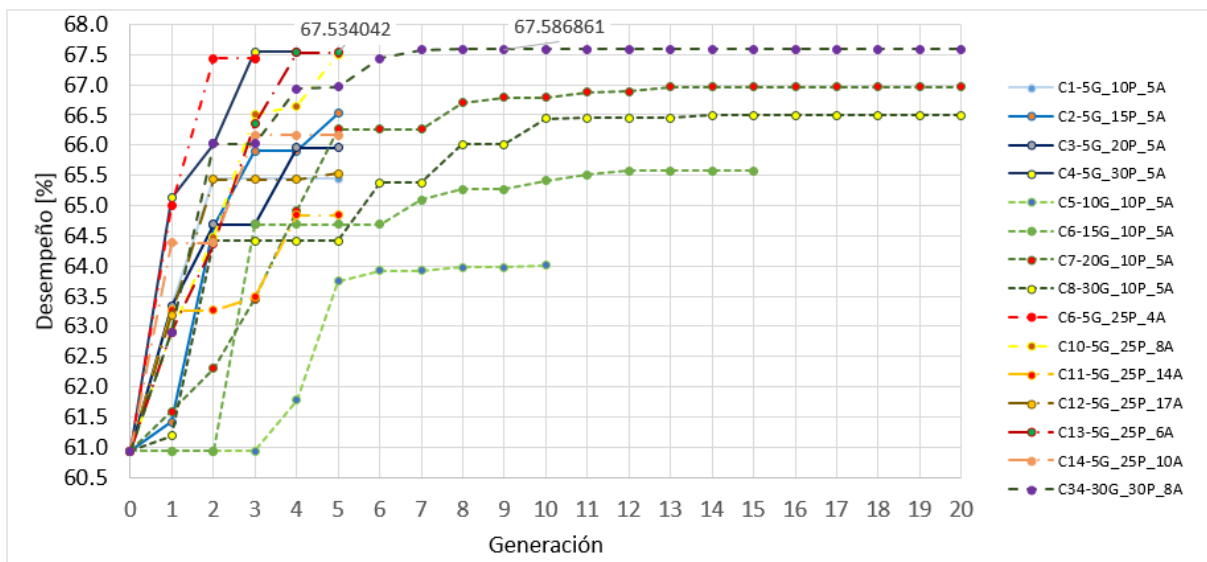


Figura 4-6: Resultado Evolución Casos de Sintonización Algoritmo DE

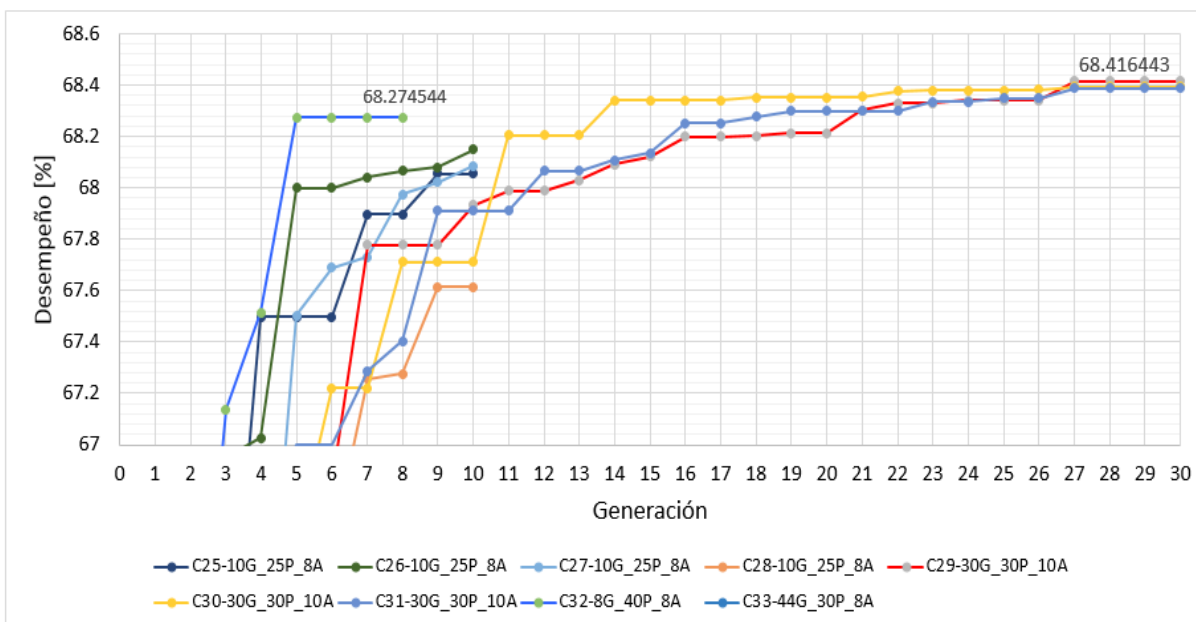


Figura 4-7: Resultado Evolución Casos de Sintonización Algoritmo DE modificado

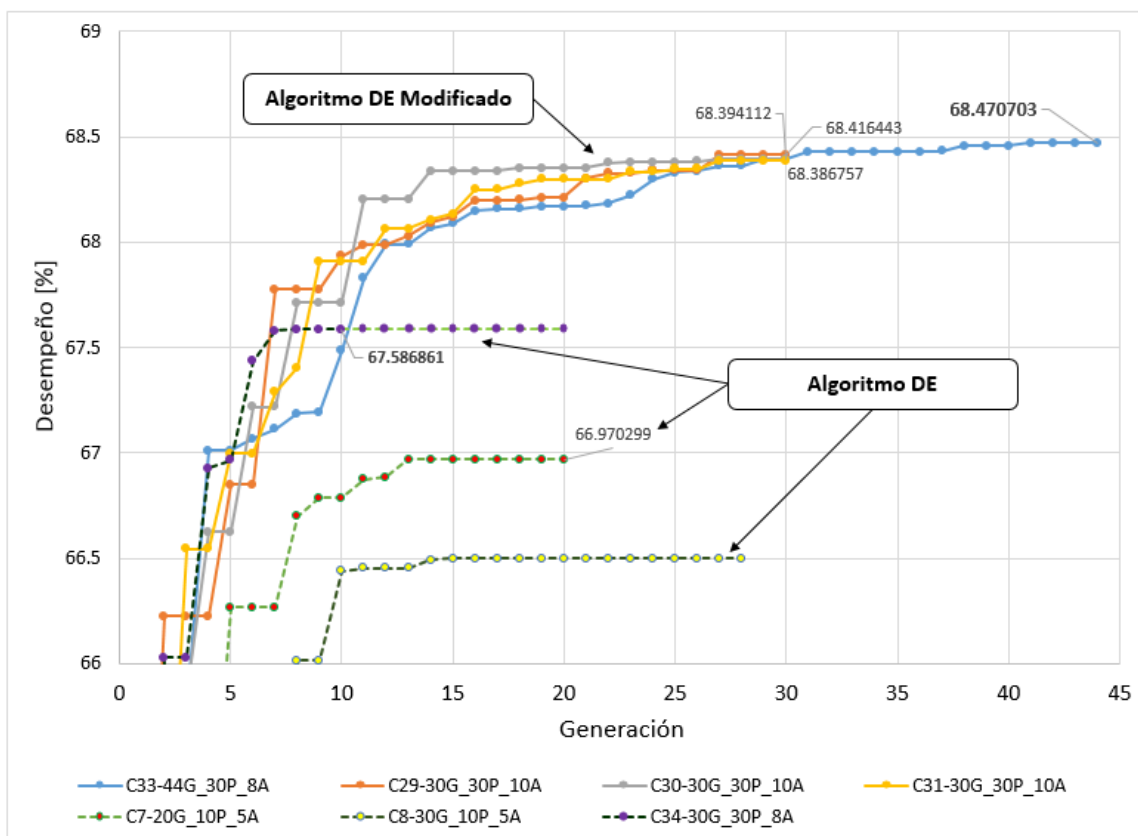


Figura 4-8: Comparativa Casos de 10 o más generaciones

De los casos considerados se observa:

- Una de las ejecuciones del caso 4 se bloqueó al no poder encontrarse soluciones diferentes debido a elitismo de la población y agotamiento de las combinaciones posibles con el algoritmo DE con ranking. Lo anterior implica un límite para la relación de número de individuos de la población y el número que avanza.
- El caso 8 presentó comportamiento elitista, por lo cual, el algoritmo DE con ranking no garantiza un máximo global en la manera en la cual se aplicó a este problema.
- La modificación propuesta para diversificar el espacio de búsqueda fue efectiva, los parámetros que mejor operaron son: $F=0.5$, mutación activada con valores (magnitud de mutación) aleatorios ($iMutaMode=1$).
- Una relación en el rango $[3,5]$ entre el número de individuos de la población y el número que avanza es recomendada.
- El número de población tuvo mejor respuesta para valores mayores a 20 y menores a 50. Debido a los tiempos computacionales, se toma para los casos de estudio, valores de 25 y 30 en la cantidad de individuos de la población.
- Aunque se observó que al aumentar el número de generaciones por encima de 10 mejora el desempeño, por tiempo de cómputo, se recomienda un número de generaciones de 10. Este valor puede verse afectado por el tipo de red, por lo cual se espera que a mayor complejidad, deba ser necesario aumentar el número de generaciones.
- En el Anexo 6 se presenta mayor detalle sobre los casos de sintonización y los tiempos de ejecución registrados.

Durante las pruebas de sintonización se consideró únicamente las zonas 1, 2 y 3 como activas en el relé.

5. CASOS, RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Caso de Sintonización y Prueba de Funcionamiento

El caso de sintonización es descrito en la referencia [76], la cual se incluyó como Anexo 7. Este caso corresponde a una red de 230 kV, escenarios 7, 8 y 9.

Se eligieron para el este caso escenarios de alto flujo (500 MW), los cuales generan mayores incursiones, lo que ayuda a verificar el concepto propuesto del modelo ante los problemas de incursión desde zona 2 a zona 1 o desde zona 3 a zona 2, de este caso, según el barrido realizado para el mismo en los escenarios 7 a 9 (ver Anexo 1).

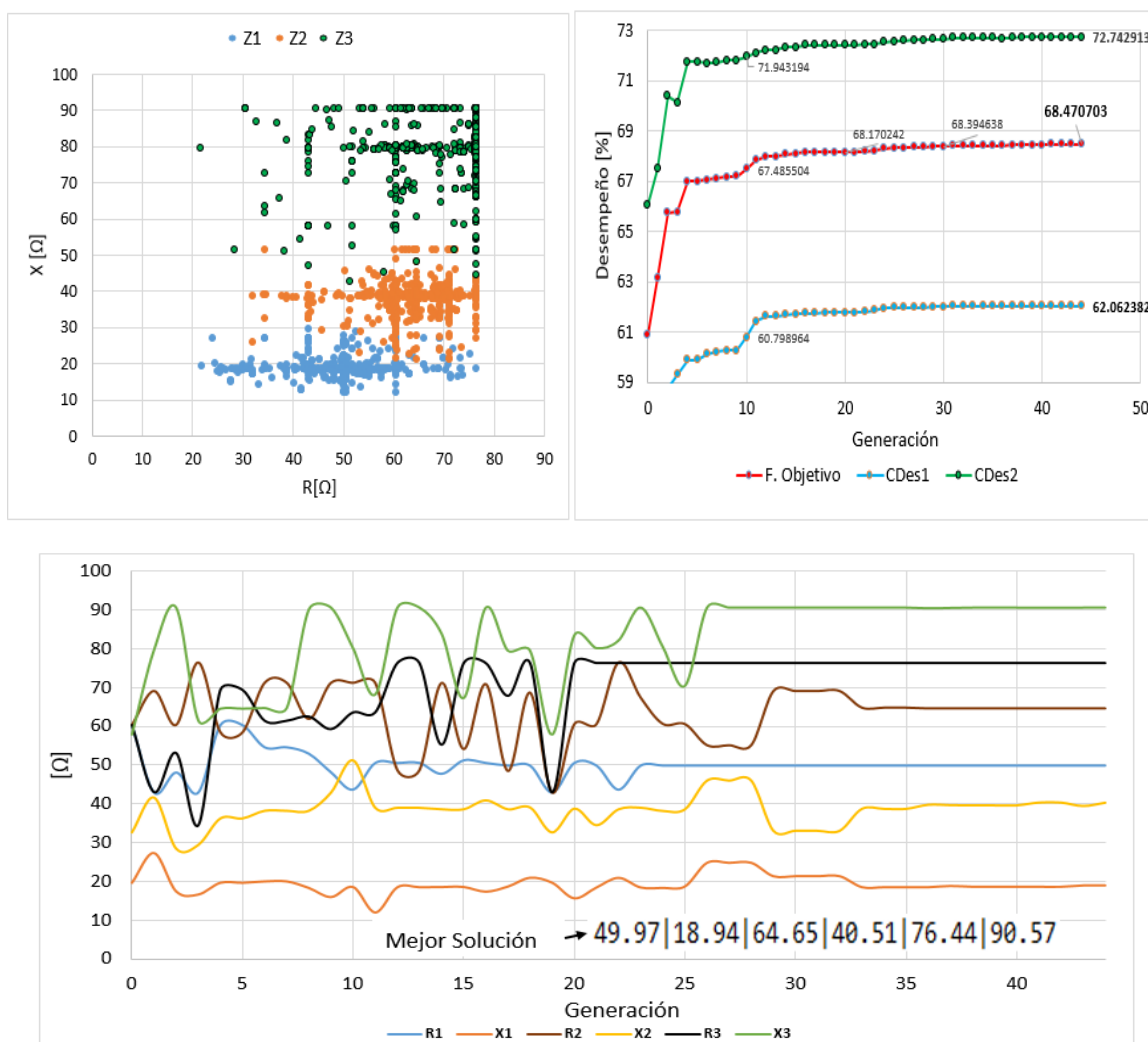


Figura 5-1: Detalle de exploración de soluciones, función objetivo y evolución de la solución, Caso de sintonización C33.

Tabla 5-1: Resultado mejor solución caso de sintonización C33

Unidad	R1	X1	R2	X2	R3	X3
[Ω_{pri}]	49.97	18.94	64.65	40.34	76.44	90.62
[%]	52.3	62.7	67.7	133.6	80.0	300.1

RminCarga	96	X1Lin	30.2
-----------	----	-------	------

5.1.1 Análisis del resultado caso de sintonización

Teniendo en cuenta que para el problema propuesto no se encontró un caso de referencia, el análisis del resultado obtenido se basa en barridos realizados sobre el comportamiento de la impedancia para el caso analizado (Ver Anexo 1). De este anexo se toma para efectos de análisis el barrido de fallas para una localización al 10% de la línea adyacente remota, el cual es contrastado a continuación.

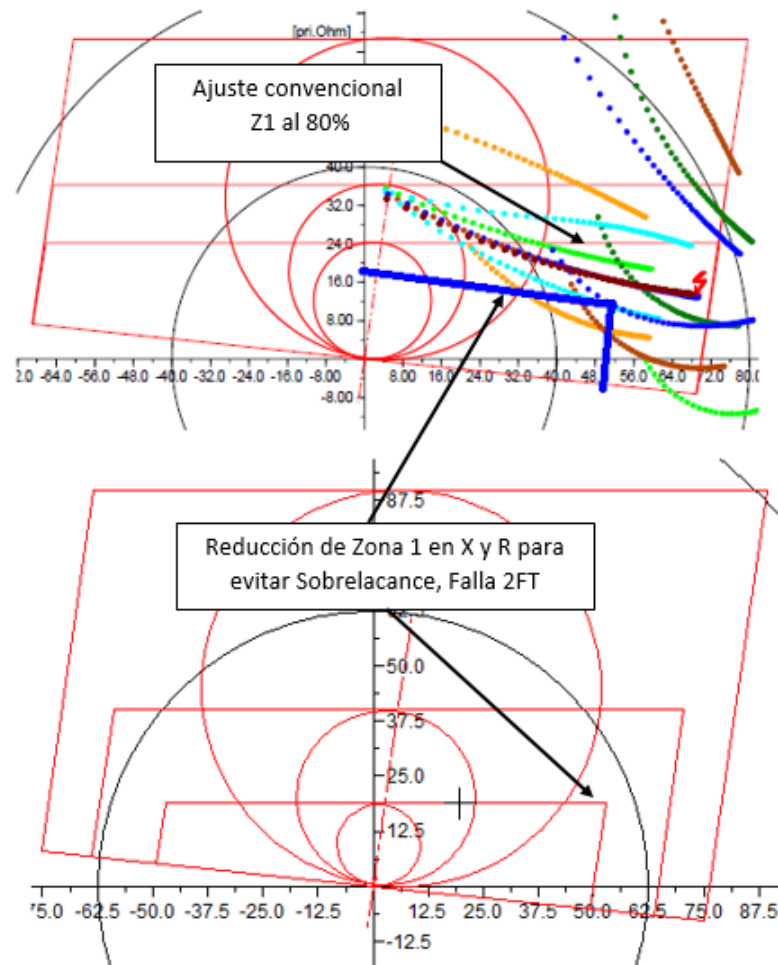


Figura 5-2: Verificación de la solución por barrido de fallas al 10% de la línea Adyacente remota.

Adicionalmente se consideran los resultados obtenidos para los casos C26 y C32, tres mejores soluciones.

49.34|17.63|65.75|46.21|76.44|90.60
 53.89|17.57|65.75|46.21|76.44|90.61
 52.35|18.81|67.16|46.21|76.44|90.61

Figura 5-3: 3 mejores soluciones del caso C26, 10 Generaciones.

49.84|18.68|64.25|40.81|75.60|90.62|68.97|0.91
 49.84|18.68|64.25|40.81|75.60|90.62|58.93|1.57
 49.84|18.68|64.25|40.81|75.60|90.62|55.54|1.57

Figura 5-4: 3 mejores soluciones del caso C32, 8 Generaciones.

Con la información anterior como referencia el análisis del resultado es:

- El modelo propuesto, para el caso especificado y los escenarios considerados redujo el riesgo de incursión de zonas por medio de reducción de la zona 1 tanto para su alcance resistivo como para el inductivo.
- Las soluciones logradas con menor número de generaciones, presentan la misma tendencia en los ajustes.
- Los valores de las soluciones son factibles, si bien la zona 1 presenta un porcentaje más bajo de lo usual, esto obedece al escenario y a la manera en la cual se ha simulado la falla bifásica, responsable de esta reducción de zona.
- Aunque no se ha encontrado un método analítico para probar que los valores hallados para zona 1 y zona 2 son los óptimos globales, la **Figura 5-2** sugiere que la solución dada es el óptimo global.
- El caso utilizado no ofrece límite para la zona 3, razón por la cual, ésta llegó a valores de frontera puesto que la implementación del modelo verifica dicha zona con las barras de baja tensión de los transformadores remotos. Debido a que el caso carece de esta condición, los resultados de zona 3 maximizaron la fiabilidad.
- Los casos simulados de sintonía tenían desactivada la zona 4 del relé, por lo cual, ésta no se incluyó en este análisis.
- El resultado indica que el modelo propuesto muestra factibilidad de tener ajustes resistivos diferentes.
- La formulación propuesta logra la mejora de los dos enfoques (fiabilidad y seguridad).
- Se observó que cuando se alcanza un resultado óptimo las mejores soluciones tienden a ser las que se crean sin mutación según el ranking indicado en la **Figura 5-5**.

```

925V1-941V2-949VB-911VT_CR-||T-B|T-T|T-T|T-T||_MT-0
895V1-927V2-911VB-889VT_CR-||B-T|T-B|T-T|T-T||_MT-0
889V1-925V2-911VB-949VT_CR-||T-T|T-T|B-B|B-B||_MT-0
833V1-927V2-941VB-949VT_CR-||T-T|T-T|T-T|B-B||_MT-0
925V1-911V2-889VB-927VT_CR-||T-T|T-B|T-T|T-B||_MT-0
833V1-837V2-871VB-881VT_CR-||T-B|T-T|B-T|B-B||_MT-0
927V1-941V2-895VB-889VT_CR-||B-T|B-B|T-T|T-B||_MT-0
927V1-911V2-925VB-949VT_CR-||B-T|T-B|T-B|B-B||_MT-0
837V1-833V2-891VB-889VT_CR-||B-T|T-B|T-T|T-T||_MT-0
925V1-889V2-949VB-911VT_CR-||T-T|T-T|B-B|T-B||_MT-0
941V1-925V2-949VB-895VT_CR-||T-T|B-B|B-T|B-B||_MT-0
925V1-911V2-889VB-895VT_CR-||T-T|T-B|B-T|B-B||_MT-0
927V1-915V2-911VB-895VT_CR-||T-T|T-B|B-B|T-T||_MT-0
853V1-837V2-889VB-833VT_CR-||T-T|B-T|B-B|B-B||_MT-0
891V1-899V2-901VB-833VT_CR-||T-T|B-B|B-B|T-B||_MT-0
853V1-837V2-875VB-833VT_CR-||T-T|T-T|B-T|T-B||_MT-0
801V1-669V2-809VB-799VT_CR-||T-B|T-B|B-B|B-B||_MT-0
927V1-833V2-895VB-941VT_CR-||B-B|T-T|B-B|T-T||_MT-0
927V1-925V2-833VB-941VT_CR-||T-B|T-T|T-B|T-B||_MT-0
833V1-889V2-927VB-895VT_CR-||B-T|T-T|T-B|T-T||_MT-||1.08N-N|N-N|N-N|1.44N-0.92N||
889V1-949V2-927VB-833VT_CR-||T-B|T-T|B-B|B-T||_MT-||N-1.10N|N-N|1.07N-N|0.90N-N||
889V1-895V2-925VB-949VT_CR-||T-T|T-T|B-B|T-T||_MT-||N-0.91N|1.09N-N|N-1.23N|N-N||
941V1-925V2-895VB-927VT_CR-||T-T|T-B|B-B|T-T||_MT-||N-0.93N|1.07N-N|N-N|N-N||
941V1-911V2-833VB-895VT_CR-||B-T|B-B|B-B|B-B||_MT-||N-N|1.19N-N|N-0.81N|1.27N-N||
925V1-911V2-895VB-889VT_CR-||B-T|B-T|T-T|B-B||_MT-||1.10N-N|1.45N-N|N-N|0.90N-N||
895V1-941V2-833VB-949VT_CR-||T-B|B-T|T-B|T-T||_MT-||N-N|N-N|0.80N-N|1.20N-0.89N||
941V1-889V2-927VB-911VT_CR-||B-T|B-B|T-T|T-T||_MT-||1.14N-N|N-0.86N|N-1.33N|N-N||
927V1-911V2-925VB-833VT_CR-||T-T|T-B|T-T|T-B||_MT-||N-N|N-0.86N|0.90N-N|1.14N-N||
895V1-949V2-927VB-833VT_CR-||T-B|T-T|T-T|B-T||_MT-||N-1.10N|1.31N-0.90N|N-N|N-N||
925V1-889V2-941VB-911VT_CR-||B-T|B-B|T-T|T-B||_MT-||0.71N-N|N-0.86N|1.14N-N|N-N||

```

Figura 5-5: Detalle código evolutivo de las soluciones de la última generación en orden según ranking.

5.2 Estudio de Caso 1

En la **Figura 5-6** se presenta la red de 230 kV considerada para el caso 1 en la cual se pretende ajustar el relé de distancia R1. La **Tabla 5-2** presenta las variaciones realizadas con el fin de evaluar correctamente el modelo propuesto para varias condiciones topológicas. La información de parámetros y detalles de flujo de carga y cortocircuito se encuentra en el Anexo 8.

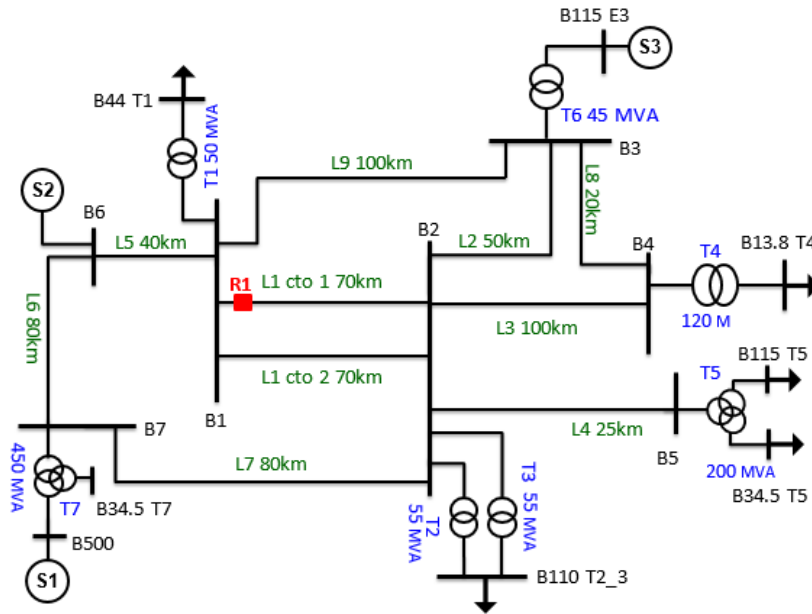


Figura 5-6: Topología red de 230 kV para estudio de caso 1.

Tabla 5-2: Variaciones realizadas para el caso 1

Variación/ SubCaso	Escenario	Condición Topológica	No Fallas evaluadas por solución ⁽¹⁾	Flujo prefalla [MW]	Falla 1F en Barra local [kA]
CE1_01	Demanda máxima	Red Completa	64836	49.6	6.34
CE1_02	Demanda mínima	Red degradada, Anillo	12000	-19.98	1.93
CE1_03	Demanda media	Red degradada sin alimentación extremo local por otras líneas, doble circuito radial	10500	-17.51	1.85
CE1_04	Demanda media	Extremo Barra 1 Fuerte, Barra 2 débil	13192	58.23	4.89

Nota 1: Se consideran las fallas seleccionadas por el programador de fallas, estas fallas cubren diferentes ubicaciones de falla, resistencias de falla, tipos de falla (1F,2F,2FT, 3F). Para mejor detalle ver en Anexo 4 parte final del archivo de salida del programador de fallas para cada caso, por ejemplo: EC1_01_ProgramadordeFallas.txt para el caso CE1_01.

Las variaciones 1 a la 3 fueron configuradas así: 10-Gen, 25-IndP, 8-Avance, la 4 fue opcional y solo se realizó con 5-Gen, 25-IndP, 8-Avance. Estos parámetros obedecieron a un equilibrio entre tiempos de cómputo y desempeño.

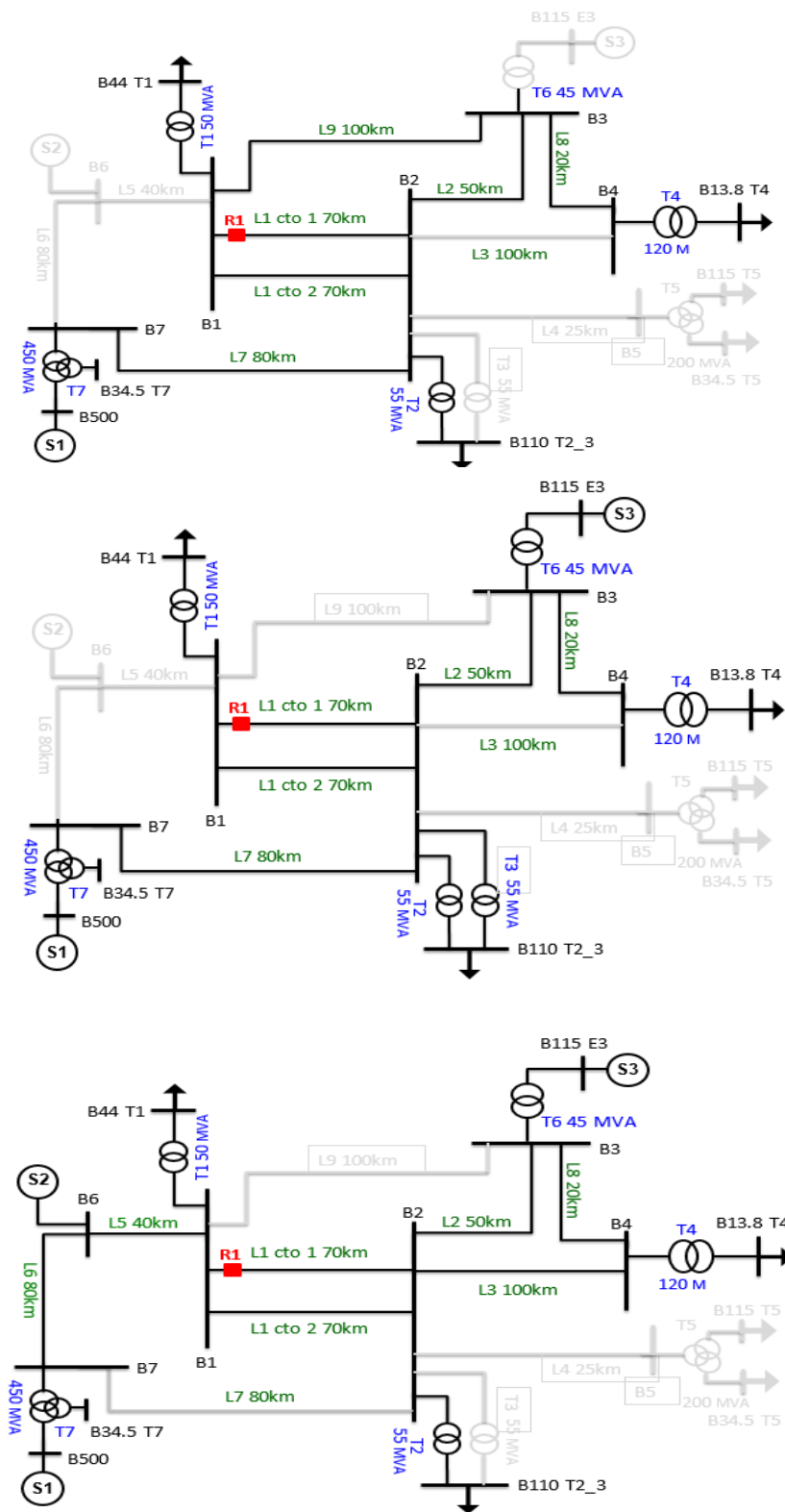


Figura 5-7: Topología red de 230 kV, variaciones 2, 3 y 4 respectivamente.

Tabla 5-3: Resultados mejores 3 soluciones para cada variación en Porcentaje.

Variación/ SubCaso	Raking	F. Objetivo	Des1	Des2	R1	X1	R2	X2	R3	X3	R4	X4
EC1_01	1	65.628	57.38	71.12	38.6	85.3	80.0	127.0	80.0	382.0	44.5	18.6
	2	65.454	56.42	71.48	72.6	63.8	80.0	127.0	80.0	343.2	26.2	15.5
	3	65.244	57.10	70.67	44.1	82.5	66.4	127.0	80.0	382.0	39.1	18.6
EC1_02	1	53.447	41.24	61.59	80.0	112.2	76.9	127.0	45.0	343.0	36.6	18.6
	2	53.447	41.24	61.59	80.0	112.2	76.9	127.0	45.0	343.0	41.3	18.6
	3	53.439	41.26	61.56	75.3	104.8	49.1	127.0	72.3	314.5	32.1	18.6
EC1_03	1	55.973	44.46	63.65	80.0	122.5	60.1	126.1	66.1	370.1	50.8	18.6
	2	55.973	44.46	63.65	80.0	122.5	60.1	126.1	66.1	370.1	41.2	18.6
	3	55.966	44.41	63.67	80.0	130.0	34.5	127.0	60.9	346.0	46.8	18.6
EC1_04	1	79.462	74.14	83.01	47.7	77.2	53.9	154.1	60.0	360.9	47.7	7.5
	2	79.015	73.91	82.42	46.1	82.1	47.1	154.1	60.0	360.9	47.7	18.6
	3	78.904	73.73	82.35	47.7	82.1	47.1	154.1	60.0	360.9	47.7	7.5

RminCar [Ω]	127.4	X1 Línea [Ω]	30.39
----------------------	-------	-----------------------	-------

Resultados de las soluciones en porcentaje de Rmin Carga y X1 de la línea

En el Anexo 4 se relacionan los archivos de reporte del algoritmo con el detalle de evolución tanto en desempeño, soluciones y código evolutivo (cruce y mutación).

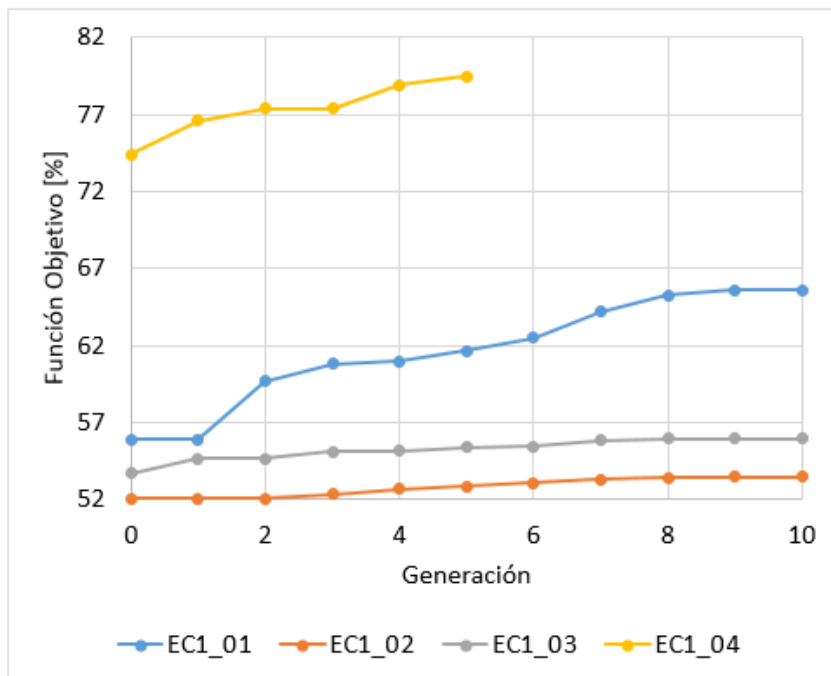


Figura 5-8: Evolución Función Objetivo para cada variación.

5.2.1 Análisis del resultado estudio de caso 1

De acuerdo con los resultados obtenidos se observa:

- Los parámetros asignados al algoritmo muestran que aún era posible mejorar la solución para los casos ejecutados, no obstante dichos parámetros fueron seleccionados debido a que estos casos en general presentaban duraciones de hasta 60 horas y según lo examinado en las pruebas, la generación 10 presenta soluciones con adecuado desempeño.
- El resultado con red completa para mejor solución muestra coherencia en ajustes convencionales de zona 1 pero aportando precisión en relación con el alcance resistivo óptimo para disminuir posibles incursiones. Adicionalmente, en la segunda solución se sugiere un alcance menor de zona 1 (según recomendación típica para doble circuito) pero con un R1 mayor, dando una solución más segura respecto a la solución 1 (Des2), esta información es útil puesto que aporta opciones diversas que cumplen un desempeño adecuado según el enfoque requerido.
- Los ajustes obtenidos en red completa para zona 2 son coherentes teniendo en cuenta los criterios que se pueden aplicar a la topología dada, todas las fallas son vistas como mínimo hasta el 4% (límite impuesto por la línea L3 de 100 km) de las líneas remotas a partir de Barra 2.
- Los ajustes obtenidos de zona 3 para red completa no presentan operación ante fallas en barras de un nivel de subtransmisión y/o media tensión de transformadores de la zona. Por efecto INFEED las líneas 3 y 7 no se cubren completamente para todas las fallas, lográndose con el ajuste propuesto un cubrimiento aproximado entre el 60 y 85 % como mínimo. Se exploró el acotamiento encontrándose que ante contingencia de la línea 7 una falla 2FT de 4 Ω en la barra de 110 kV de los transformadores 2 y 3, para un ajuste mayor, podría generar operación de la zona 3, tal y como se ve en la **Figura 5-9**.

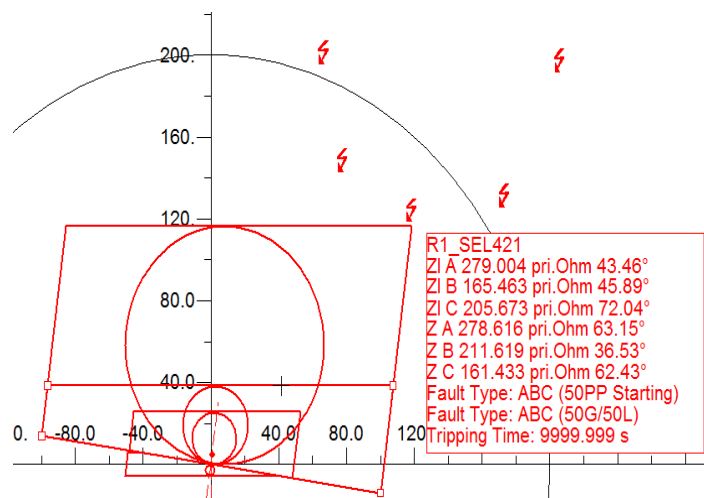


Figura 5-9: Validación acotamiento de zona 3 ante falla 2FT con $R_f = 4\Omega$ barra de 110 kV T2 y T3.

- Las variaciones 2 y 3 presentan resultados para la zona 1 de sobrealcance, el caso 3 mayor sobrealcance respecto al caso 2. Este es un resultado natural de las condiciones adversas para la detección de falla, SIR alto, y el INFEED presente, siendo el caso 3 más crítico para la detección al no contar con la línea L9, la cual conforma el anillo del caso 2. Se observa además que el modelo propuesto presenta un alto alcance resistivo con el objetivo de mejorar la fiabilidad en las condiciones de la red. En la práctica un resultado de zona 1 superior a 100% no es recomendable porque ante fallas sólidas en la barra remota se puede presentar operación de esta protección, sin embargo, el modelo aporta una alerta sobre la falta de fiabilidad ante lo cual se espera tener esquemas de Teleprotección que mejoren la situación o zonas adicionales temporizadas. El resultado del modelo plantea la discusión si en estos escenarios puede utilizarse dicho ajuste de zona 1 con una temporización, o ésta zona, cuando el modelo así lo indique (sobrepase el 100%), debe configurarse al máximo posible sin exceder el 100% para evitar que por errores se tenga una mala operación.
- Las condiciones de las variaciones 2 y 3 no presentan adecuada capacidad para la detección de fallas externas a la línea protegida. La zona 2 presenta dificultad de detección para fallas más allá del 100%, lo anterior implica que la ampliación de dicha zona no logra mejora relevante hasta la generación alcanzada en la ejecución del modelo propuesto.
- Los valores obtenidos para la variación 4 son coherentes con lo esperado para la condición topológica doble circuito y extremo local fuerte, generando una reducción de la zona 1 respecto del criterio convencional (80-85%).
- En general, los resultados obtenidos para la zona 4 –reversa presentan coherencia con la práctica habitual, los valores de alcance resistivo cumplen los requerimientos mínimos según la programación de fallas para la zona reversa.
- La formulación propuesta para el cálculo del desempeño es coherente y para las variaciones evaluadas indica cuáles presentan mejor capacidad de detección de fallas, en particular, el mejor desempeño, es decir la variación que ofrece menor INFEED, la 4, presenta más capacidad para la detección de fallas.
- Los alcances resistivos para la zona 1 presentan similitud con el criterio del 45% de la resistencia mínima de carga, sin embargo, los resultados dejan ver que no se debe aplicar este criterio para todas las situaciones topológicas. Los resultados evidencian además que la práctica $R1=R2=R3=R4$ no presenta el mejor desempeño.
- La función objetivo presenta un comportamiento coherente según lo esperado, balanceando el enfoque de seguridad y el de fiabilidad, además, con base en la formulación de evaluación del desempeño, la coherencia es verificada con los valores obtenidos de desempeño según las condiciones topológicas.

5.3 Estudio de Caso 2

Para este caso se propone una red de 115 kV anillada a través del nivel de media tensión con dos circuitos. En este tipo de redes se han presentado incursiones ante fallas en media tensión.

Adicionalmente, se elige este caso por carencia de condiciones para ajustar zonas con el fin de evaluar el comportamiento del modelo propuesto.

El objetivo es determinar los ajustes para los relés de distancia R1 y R2. La información de parámetros y detalles de flujo de carga y cortocircuito se encuentra en el Anexo 8

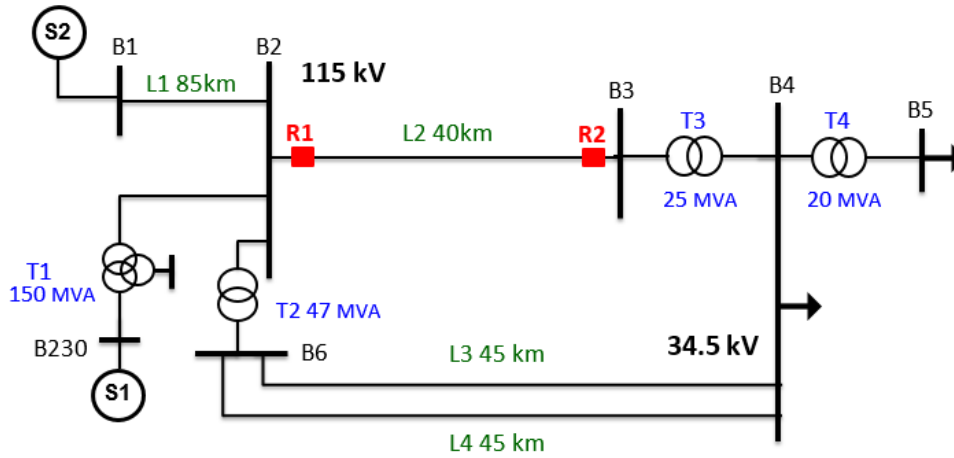


Figura 5-10: Topología red de 115 kV para estudio de caso 2.

Tabla 5-4: Variaciones realizadas para el caso 2

Variación/ SubCaso	Escenario	Condición Topológica	No Fallas evaluadas por solución	Flujo prefalla [MW]	Falla 1F en Barra local [kA]
CE2_01	Demanda máxima	Red Completa Ajuste R1	668	20.5	5.29
CE2_02	Demanda máxima	Red Completa Ajuste R2	1088	-20.5	0.43

La configuración utilizada para este caso fue de 10-Gen, 25-IndP, 8-Avance.

Tabla 5-5: Resultados mejores 3 soluciones para cada variación en Porcentaje.

Variación/ SubCaso	Raking	F. Objetivo	Des1	Des2	R1	X1	R2	X2	R3	X3	R4	X4
EC1_01 R1	1	87.494	86.34	88.26	45.0	80.1	43.4	141.0	44.6	120.1	45.0	21.7
	2	87.494	86.34	88.26	45.0	80.1	45.2	145.9	38.4	120.1	45.0	21.7
	3	87.494	86.34	88.26	45.0	80.1	44.6	141.0	44.7	130.9	44.8	21.7
EC1_02 R2	1	27.152	6.52	40.91	80.0	121.9	56.8	70.1	74.0	454.6	26.5	11.6
	2	27.152	6.52	40.91	54.1	125.9	80.0	87.8	80.0	454.6	24.0	8.0
	3	27.152	6.52	40.91	42.4	121.9	80.0	75.9	80.0	475.3	24.0	17.6

RminCar [Ω]	119.4	X1 Linea [Ω]	19.6
----------------	-------	-----------------	------

Resultados de las soluciones en porcentaje de Rmin Carga y X1 de la línea

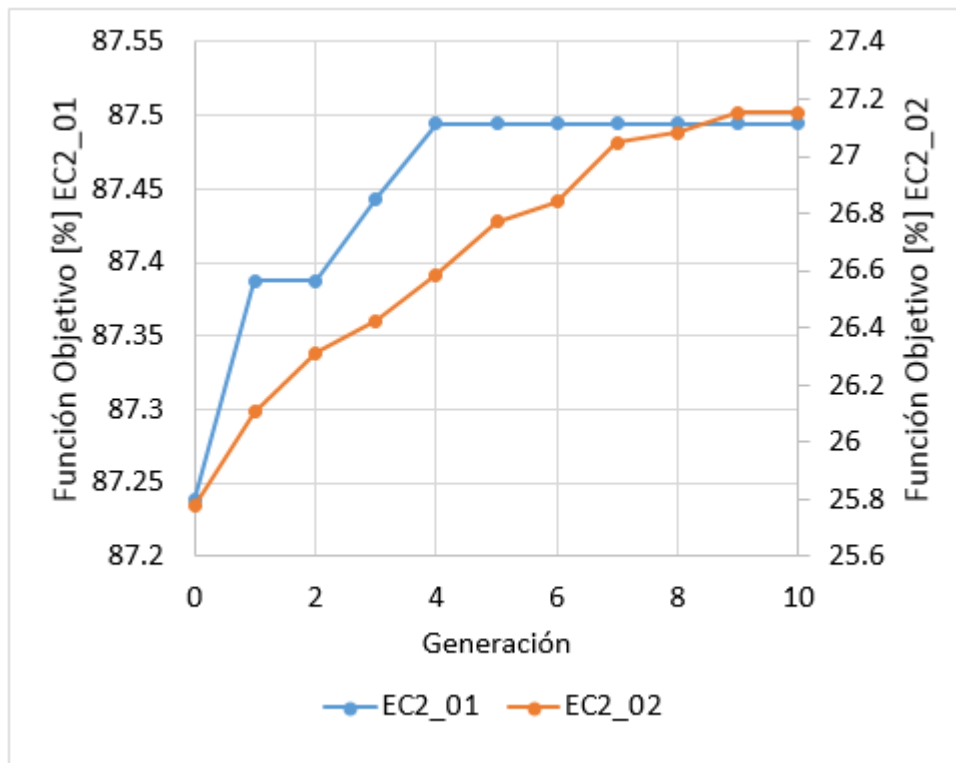


Figura 5-11: Evolución Función Objetivo para el ajuste de R1 y R2.

5.3.1 Análisis del resultado estudio de caso 2

De acuerdo con los resultados obtenidos se observa:

- La topología de este caso no presenta fallas de verificación que ayuden a establecer los parámetros adecuados para la zona 3 del relé 1, por lo cual se observa que estos no son coherentes porque cualquier solución dentro del rango permitido tendrá el mismo desempeño. Para realizar esta labor, el modelo debería considerar fallas internas en el transformador (no realizado debido al alcance del proyecto).
- Aunque se tiene un caso parcialmente radial, para la zona 1 del relé 1 el modelo obtiene un valor convencional cercano al 80%, esto se explica por fallas cercanas a la barra 3, las cuales presentan valores de resistencia con falla bifásica a tierra que pueden generar operación en zona 1 para valores mayores al dado por el modelo. Si bien ante falla en dicha subestación puede no ser relevante la desconexión de la línea 2, en caso de contar con más transformadores, un ajuste mayor de la zona puede ocasionar un disparo indeseado, adicionalmente no disparar la línea 2 desde la barra 2 ante fallas externas puede aportar mejores tiempos de restablecimiento.
- El ajuste resistivo obtenido para el relé 1 es consistente con el criterio del 45% de la resistencia mínima de carga.
- Para el caso del Relé 2 el modelo sugiere para la zona 1 un ajuste con sobrealcance con el fin de cubrir todas las fallas en la línea. Para este resultado aplica la misma

observación realizada para las variaciones 2 y 3 del estudio caso 1, sobre la cual, tener un ajuste de zona 1 superior al 100% puede significar un riesgo. En esta condición se observa que el relé únicamente es capaz de ver fallas asimétricas (1F-2FT) en las cercanías de la barra 2. El ajuste de zona 1 del modelo no presenta alcance para fallas posteriores a la barra 2 luego del .1%. Entre el 1% y el 0% ante falla 2FT de baja impedancia $<2 \Omega$ puede generar disparo anticipado, razón por la cual su aplicación práctica requeriría de una temporización o reducción del alcance.

- Teniendo en cuenta que las fallas en ningún caso tienen impedancia cero, el resultado del modelo para zona 1 del relé 2, es válido para plantear la discusión, teniendo en cuenta las condiciones de INFEED y los errores de medida, si para este caso el ajuste propuesto por el modelo efectivamente puede generar en la realidad un disparo indeseado. Adicionalmente, el nivel de cortocircuito ante la desconexión de la línea L2 en el extremo de la barra 2 presenta una corriente dentro del umbral de carga de la línea, situación que pudiera ser despejada en tiempos de segundos, minutos o incluso puede no ser detectada por las protecciones de sobrecorriente de la línea L2 en la barra 3.
- En el ajuste de la zona 2 y zona 3 del relé 2, se tiene un resultado conceptualmente interesante porque el modelo sugiere extensión de la zona 3 sin usar la zona 2 al presentar un valor inferior a lo esperado para zona 1 en la zona 2. Lo anterior se explica ante el SIR alto que se tiene para la línea desde el punto de vista de la barra 3 y que además, se califica como adecuado según el algoritmo del Juez, detectar falla en zona 3 luego del 15% de la impedancia de línea adyacente remota.

5.4 Estudio de Caso 3

Con el objetivo de contrastar el modelo propuesto con un caso real, se construyó el estudio de caso 3. El caso consiste en un topología equivalente a una parte del SIN. Por motivos de reserva de la información se presenta como un caso equivalente con nombres simbólicos y parámetros de los elementos de forma aproximada.

La red considerada para este estudio de caso consiste en una red de 230 kV en la cual se tienen dos centrales de generación, líneas con circuitos paralelos, compensaciones capacitivas e inductivas y transformadores de conexión entre niveles de 230/115 kV. Se consideraron dos escenarios de operación de la red (Subcaso 1 – agrupa los dos escenarios) y una variación para evaluar peor condición (Subcaso 2), los cuales se ilustran a continuación.

Se propone para este estudio de caso ajustar óptimamente el relé R1 de la línea Lin B-T de 40 km, la cual presenta una capacidad máxima de transferencia de 550 MVA.

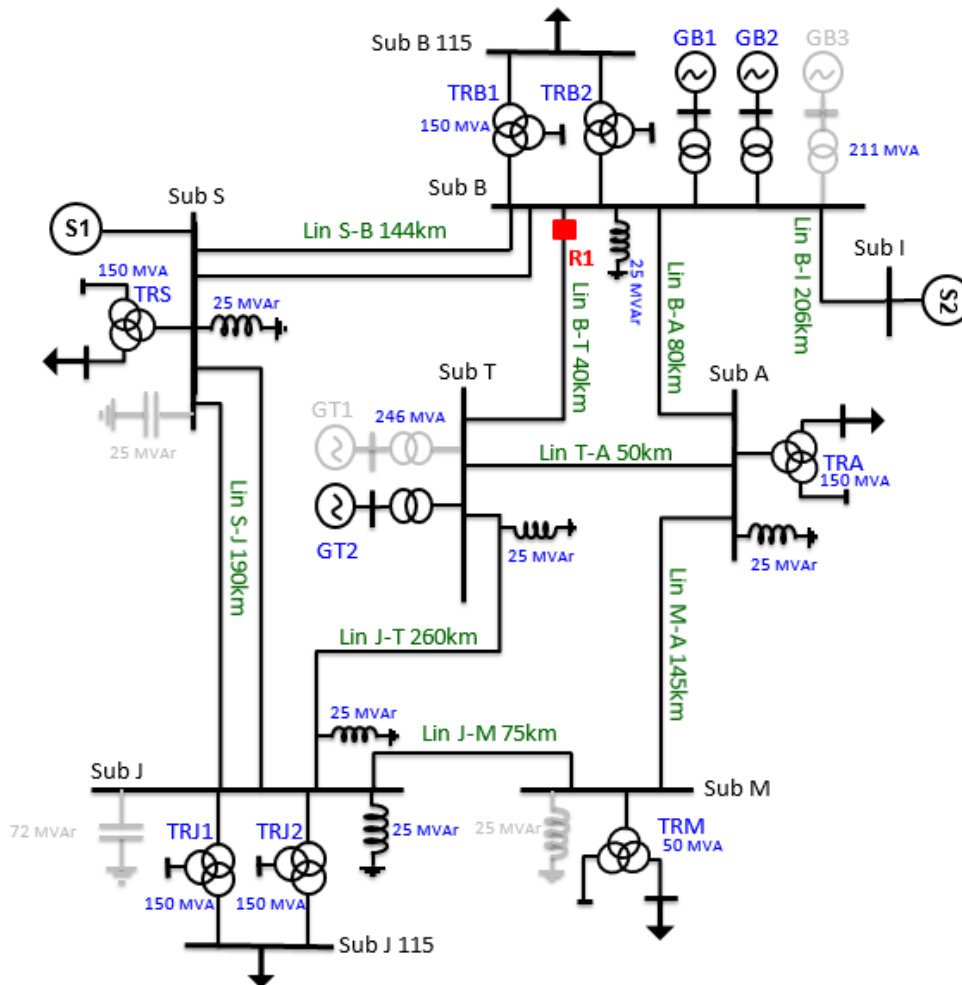


Figura 5-12: Topología red de 230 kV para estudio de caso 3 – Subcaso 1 – Escenario 1

El escenario 1 corresponde a un caso de baja transferencia por la línea de interés, menos de 5 MW hacia Sub T, con generación media en la zona, 140 MW entre GB1 y GB2 y 80 MW GT2. La demanda en la zona es demanda máxima.

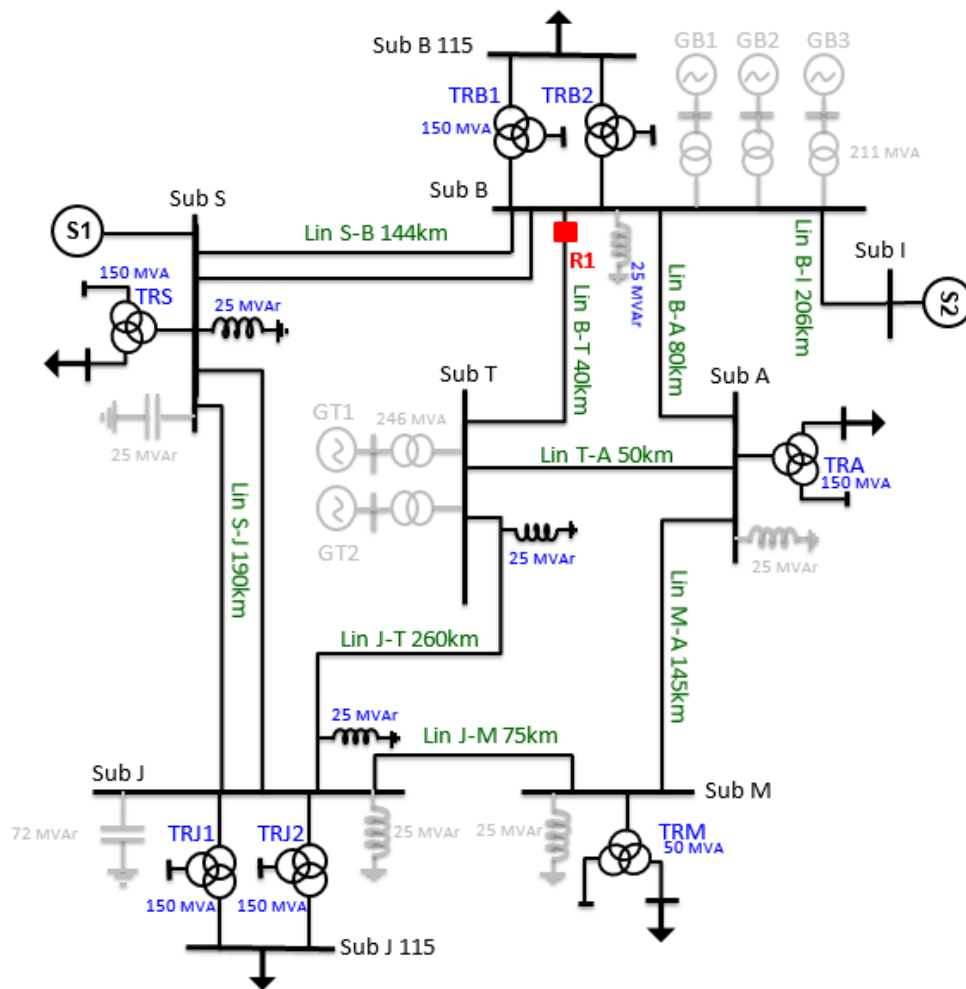


Figura 5-13: Topología red de 230 kV para estudio de caso 3 – Subcaso 1 – Escenario 2

El escenario 2 corresponde a un caso de bajo nivel de cortocircuito en la red, considerando la generación de la zona fuera de servicio. La transferencia por la línea de interés es de 41 MW hacia Sub T. La demanda en la zona es demanda máxima.

Teniendo en cuenta que los escenarios 1 y 2 no presentan alta cargabilidad de la línea donde se encuentra el relé a ajustar se creó el subcaso 2. Este subcaso presenta un escenario que considera una condición topológica N-3 con máxima generación asociada con la subestación Sub B. Lo anterior con el objetivo de maximizar la transferencia por la línea de interés en dirección hacia adelante, la cual, según lo revisado en esta investigación presenta los mayores problemas en lo relacionado con las incursiones.

Si bien la condición del escenario 3 es poco probable, se considera este caso para examinar el comportamiento del modelo y contrastar la peor condición, teniendo en cuenta los ajustes actuales que tiene el relé (caso real).

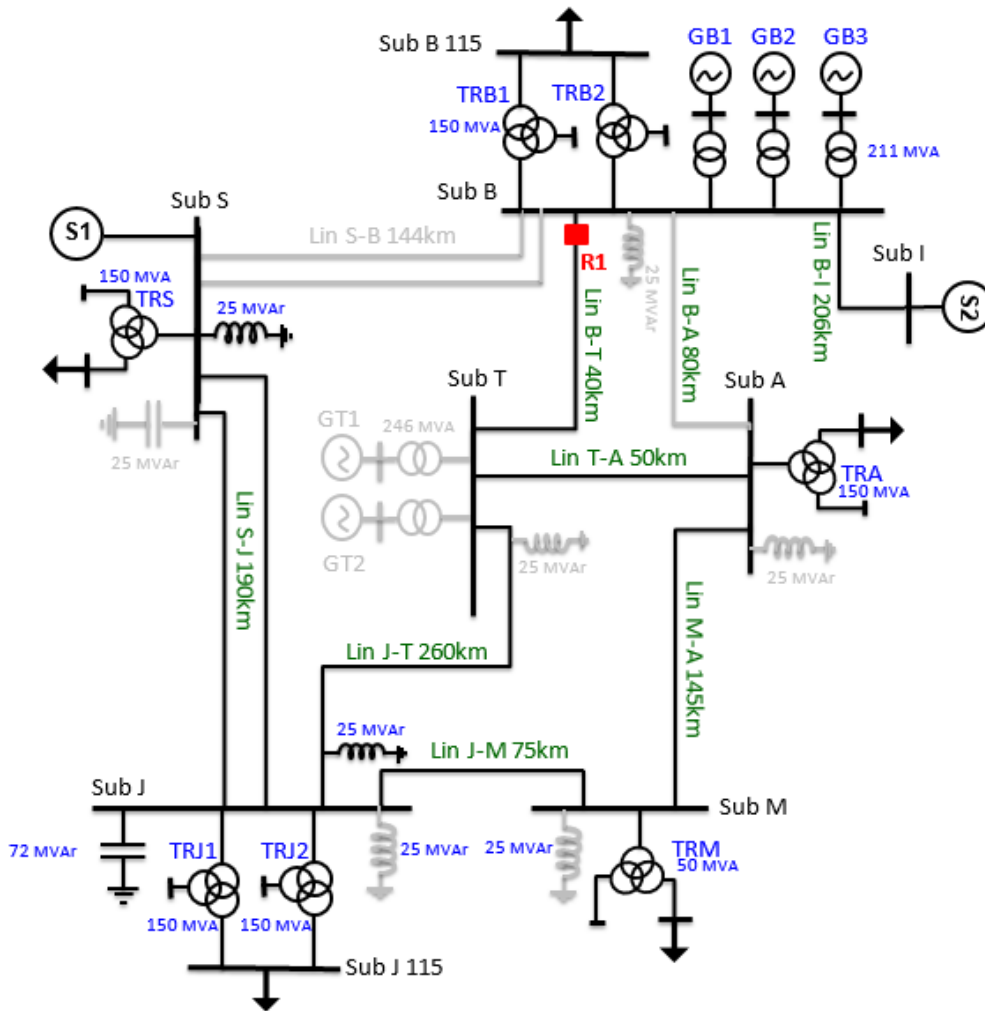


Figura 5-14: Topología red de 230 kV para estudio de caso 3 – Subcaso 2

El subcaso 2 presenta una condición de transferencia de 365 MW aproximadamente en la línea de interés hacia la subestación Sub T.

Tabla 5-6: Escenarios considerados para el caso 3

SubCaso/ Variación	Escenario	Condición Topológica	No Fallas evaluadas por solución	Flujo prefalla [MW]	Falla 1F en Barra local [kA]
CE3_01	Demanda máxima	Con Generación y red completa	43748	4.7	9.28
	Demanda máxima	Sin generación en la zona y red completa		53.6	3.65
CE3_02 ⁽¹⁾	Peor caso transferencia	Contingencia N-3 Máxima Transferencia de Potencia	6456	365.7	7.91

Nota 1: para este caso se utilizaron dos juegos de parámetros K del modelo para el grupo de seguridad, lo anterior para evaluar el comportamiento ante un parámetro k3 con un valor negativo de -250. Por lo anterior los resultados se indicaran para este SubCaso, como (a) con k3=-1 y (b) con k3=-250, ambos parámetros modificados en el grupo para enfoque de seguridad.

La configuración utilizada para este caso fue de 10-Gen, 25-IndP, 8-Avance.

Tabla 5-7: Resultados mejores 3 soluciones para cada Subcaso en Porcentaje.

SubCaso/ Variación	Raking	F. Obj	Des1	Des2	R1	X1	R2	X2	R3	X3	R4	X4
EC3_01	1	66.461	61.57	69.72	73.2	80.6	66.9	170.7	73.2	432.0	53.4	20.0
	2	66.461	61.57	69.72	73.2	80.6	66.9	170.7	73.2	432.0	48.0	20.0
	3	66.249	61.84	69.19	70.6	84.5	55.7	171.9	73.2	448.3	44.0	20.0
EC3_02a	1	83.172	81.48	84.30	57.2	73.3	73.2	173.7	52.8	457.8	31.1	20.0
	2	83.027	84.04	82.35	45.7	74.0	62.6	173.7	52.8	546.0	28.8	20.0
	3	82.905	81.25	84.01	48.3	85.1	73.2	155.8	52.8	457.8	47.9	20.0
EC3_02b	1	78.657	77.20	79.63	28.8	40.0	44.6	147.9	41.2	470.2	42.8	20.0
	2	78.657	77.20	79.63	28.8	40.0	44.6	147.9	41.2	470.2	37.9	20.0
	3	78.250	76.20	79.62	41.4	40.0	34.6	132.5	39.4	457.0	39.3	20.0
Comparativa Caso Real Equivalente	--	--	--	--	63.6	80.0	63.6	119.9	63.6	655.6	63.6	43.5

RminCar [Ω]	69.5	X1 Linea [Ω]	16.83
-------------	------	--------------	-------

Resultados de las soluciones en porcentaje de Rmin Carga y X1 de la línea

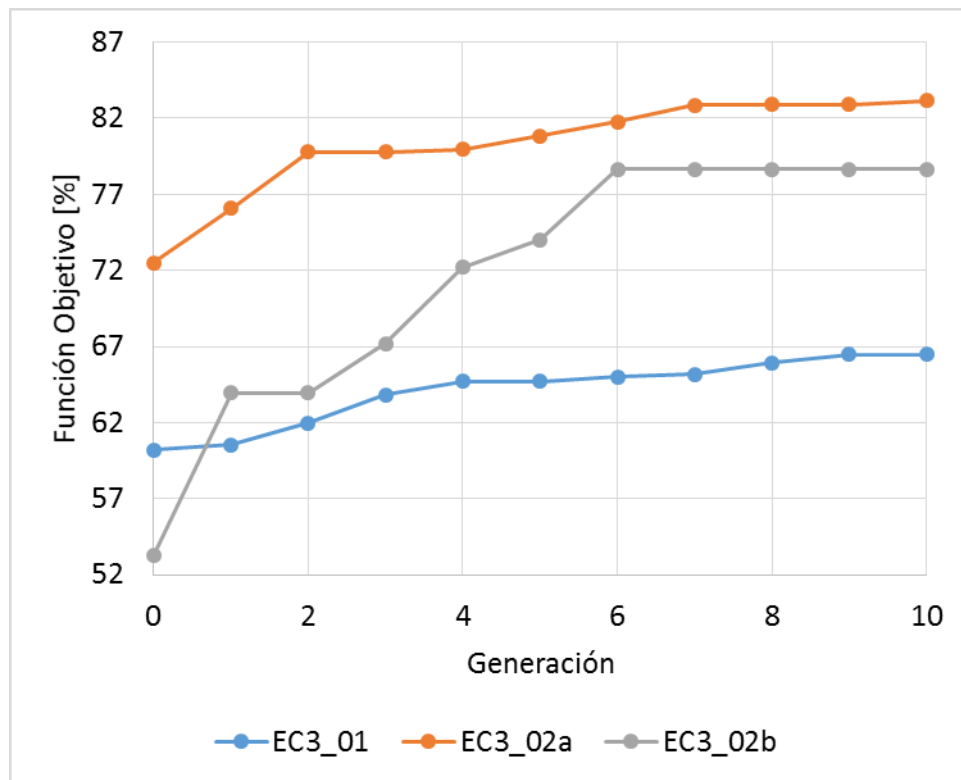


Figura 5-15: Evolución Función Objetivo para el ajuste del relé R1.

5.4.1 Análisis del resultado estudio de caso 3

Para el análisis de resultados debe tenerse en cuenta que el modelo propuesto para el subcaso 1 trata de encontrar el ajuste óptimo para los dos escenarios que componen este caso, es decir con la generación media en la zona y sin generación, esto para probar la capacidad multiescenario de la formulación propuesta.

Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis de los resultados se presenta a continuación:

- Para el Subcaso 1 los resultados de ajustes entregados por el modelo propuesto son coherentes y aplicables en la práctica. Se observa similitud con el ajuste real en la zona 1, el cual fue resultado de un estudio. Para la zona 2 el resultado del modelo propuesto indica que se obtiene un mejor desempeño con la aplicación del valor obtenido de esta zona, este valor es coherente considerando el efecto INFEED que aporta la generación asociada con la subestación Sub T.
- Teniendo en cuenta que para el modelo propuesto se simula la falla bifásica a tierra (2FT) más difícil para un relé de distancia (ver numeral 2.3.4), el resultado obtenido y el resultado real para zona 1 evidencian incursión de zona 2 a zona 1 para fallas 2FT en las líneas adyacentes, específicamente se encuentra una franja de resistencia de falla entre 8 y 45 Ω con incursiones. Para el Subcaso 2 el efecto del aumento de la potencia transferida aumenta esta franja hasta impedancias de falla de 85 Ω . Se Aclara que el resultado obtenido el cual presenta incursiones, se debe al balance fiabilidad – seguridad que se realiza y que la falla simulada presenta una baja

probabilidad de ocurrencia normalmente en sistemas de 230 kV o superior. En la siguiente figura se ilustra esta situación.

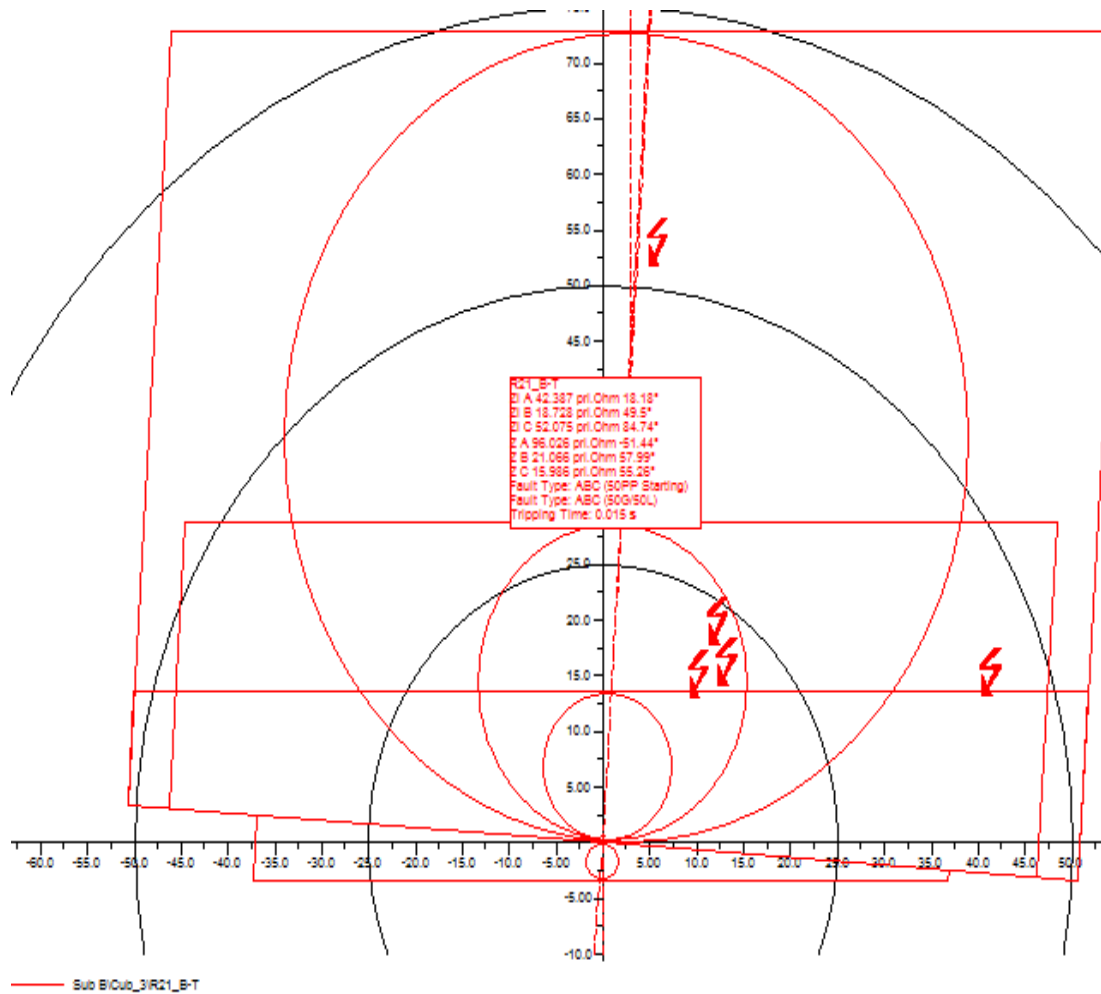


Figura 5-16: Incursión detectada para escenarios 2 (subcaso 1) y 3 (subcaso 2) ante fallas 2FT al 1% de la línea adyacente remota. Ejemplo falla 10 Ω.

- Se observa diferencia en la zona 3, el ajuste real sobrepasa lo sugerido por el modelo propuesto. Se verificó por qué podría haber llegado a este resultado el modelo y se encontró que con el ajuste real de zona 3 se puede producir operación del relé ante fallas en el lado de baja, para el escenario 1, falla en el transformador de generación, subestación Sub T en media tensión y para el escenario 3 falla en el lado de 115 kV del transformador de la subestación Sub A. A continuación se ilustra lo que ocurre.

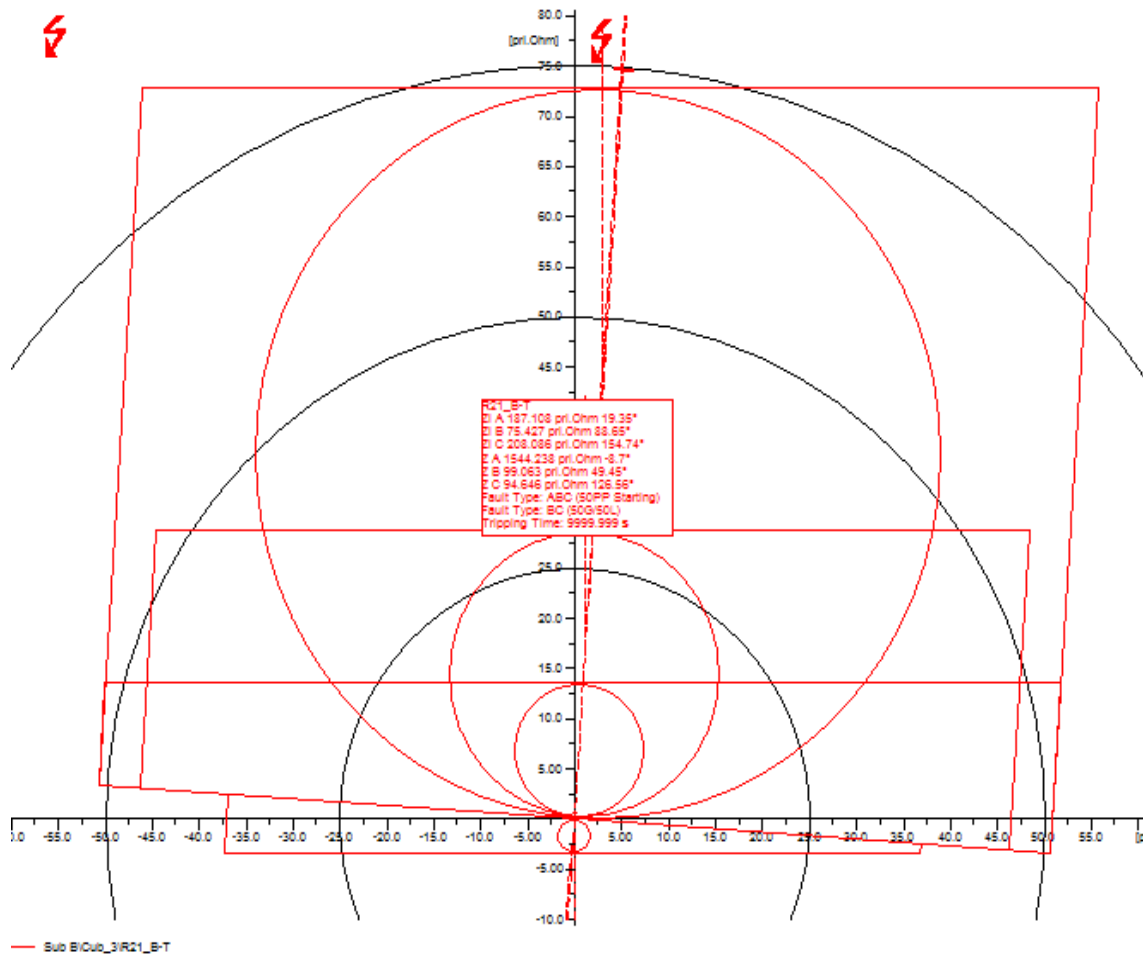


Figura 5-17: Escenario 1 Ajuste – resultado del modelo - ante falla bifásica, lado de baja Transformador de Generación subestación Sub T, sin operación.

- Se aclara que ante el aporte del generador para la observación anterior, el efecto INFEED hace que la impedancia rápidamente se aleje de las zonas del relé, existen el riesgo para una franja baja de impedancias, resistencias de falla menores a 0.5Ω . Debido a lo anterior se validó la situación para una falla sin aporte del generador. A continuación se muestra lo que ocurre con el ajuste real de la curva Mho de fases.

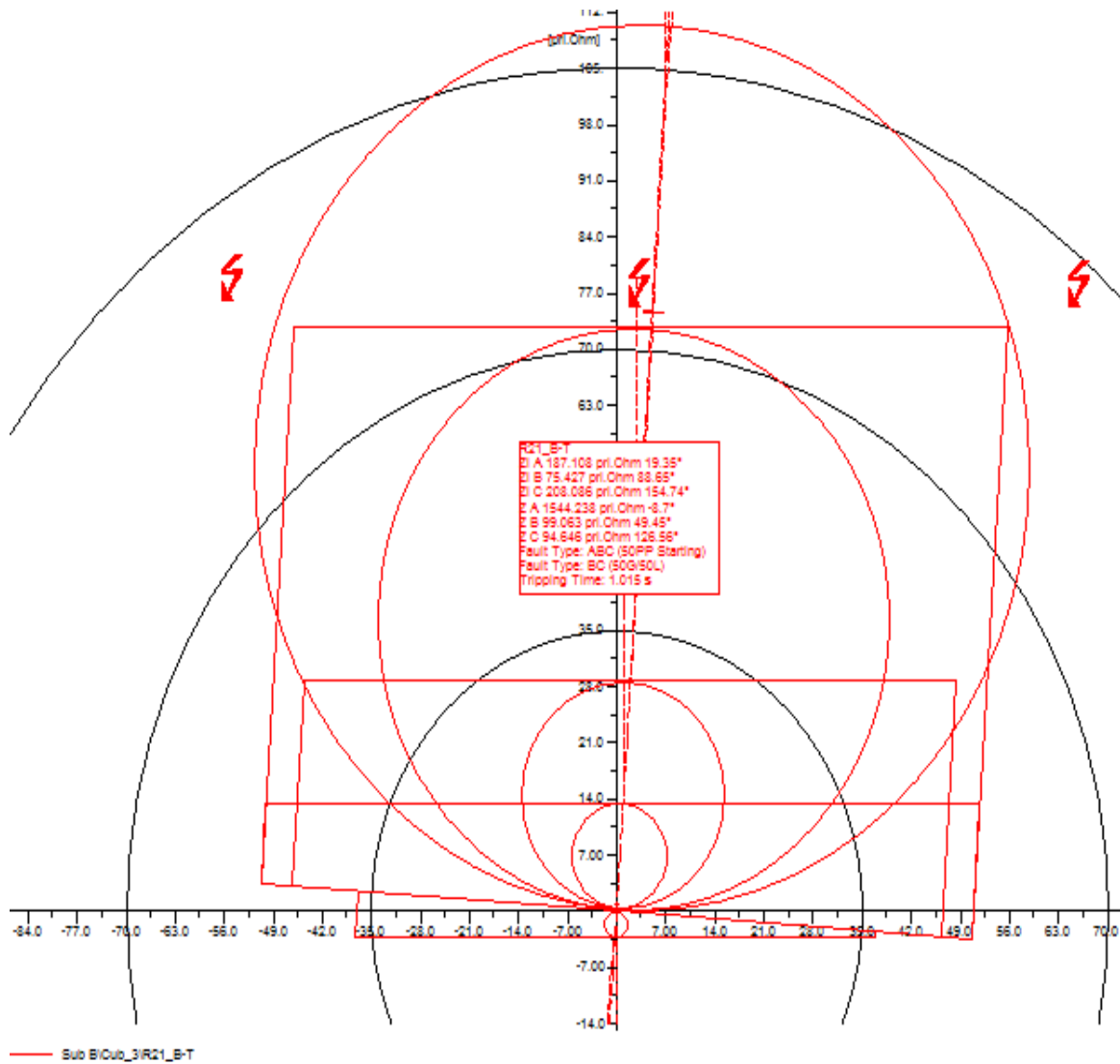


Figura 5-18: Escenario 1 Ajuste real - ante falla bifásica, lado de baja Transformador de Generación subestación Sub T.

- Se observó además que el ajuste propuesto por el modelo para la zona 3 no presenta operación ante fallas en el transformador de la subestación Sub A para el escenario 3. En contraste, se observa riesgo con el ajuste real en casos de alta transferencia de la línea B-T. A continuación se ilustra esta situación para el caso de falla bifásica en el nivel de 115 kV.

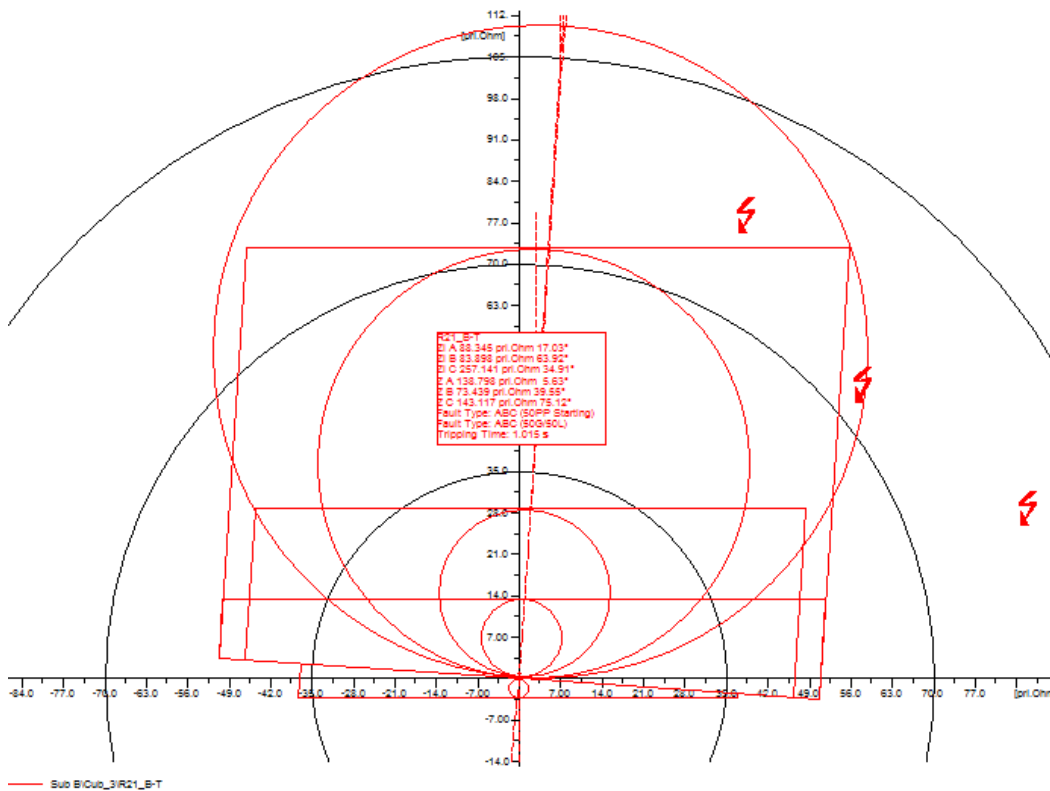


Figura 5-19: Escenario 3 Ajuste real (Mho de fases zona 3) - ante falla bifásica, lado de 115 kV Transformador de la subestación Sub A.

- Los resultados del Subcaso 2, para los parámetros que se usaron en los demás estudios de caso muestran una reducción en los alcances de zona 1, la zona 2 no presenta diferencia relevante y la zona 3 presenta un recorte de alcance resistivo. Lo anterior se explica por el esfuerzo del modelo propuesto para reducir las franjas de incursión logrando así mejor desempeño. Para el escenario de este caso, escenario 3, el modelo trata de mejorar lo que ocurre con las fallas en el lado de baja del transformador de la subestación Sub A, esto teniendo en cuenta que la conexión Ynynd1 hace factible que no solo fallas entre fases sino fallas asimétricas en el lado de 115 kV ocasionen operación de la zona 3 del relé bajo análisis.
- Adicionalmente se observó que los ajustes óptimos dados por el modelo para el Subcaso 1 podrían presentar incursiones en el escenario del Subcaso 2. Lo anterior se ilustra a continuación y demuestra el por qué de las reducciones que realiza el modelo propuesto en la solución óptima en comparación entre los Subcasos considerados.

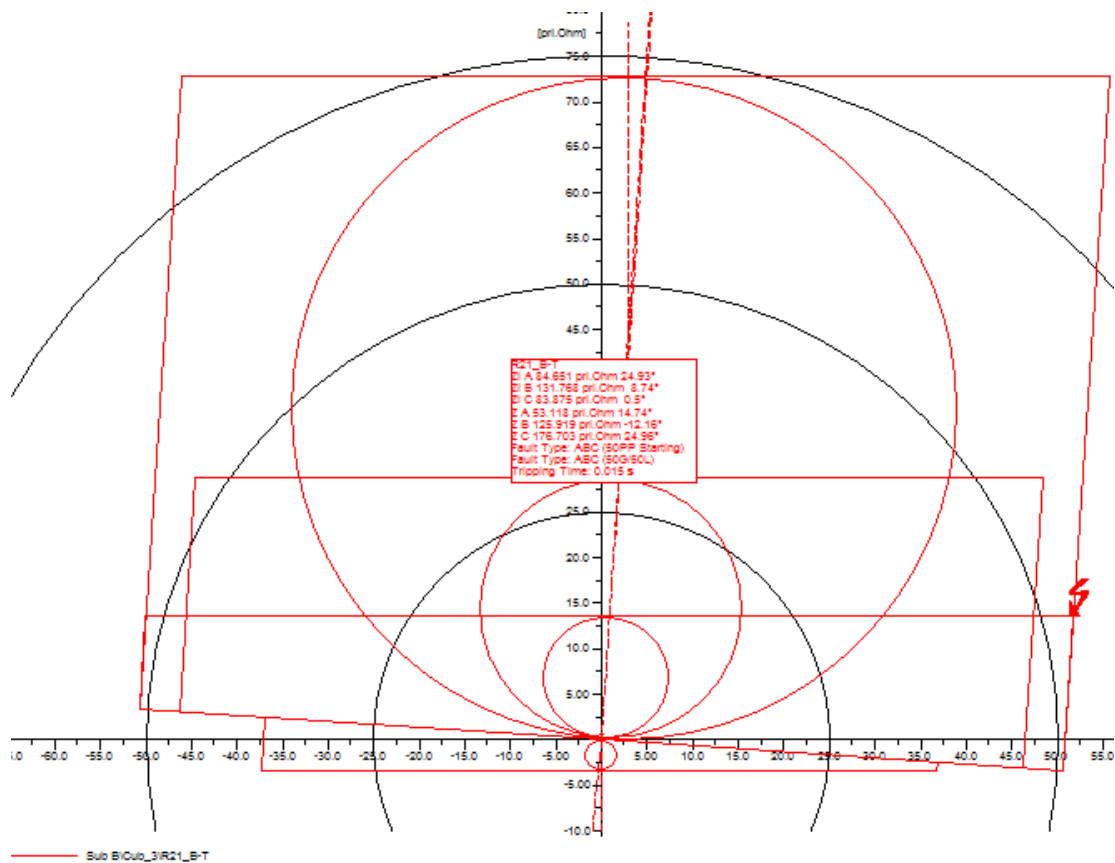


Figura 5-20: Ajuste óptimo para Subcaso 1 validado con falla en el escenario 3 (Subcaso 2), falla bifásica a tierra de alta impedancia al 1% de la línea T-A.

- Se observa que para el subcaso de alta transferencia, el alcance resistivo de la zona 1 presenta cercanía con el criterio de ajuste del 45% de la impedancia mínima de carga.
- Teniendo en cuenta que el modelo propuesto aporta soluciones que en una franja de resistencia de falla presentan incursión desde zona 2 a zona 1 ante fallas bifásicas (dado que se busca un balance fiabilidad – seguridad) se examinó la posibilidad de penalizar significativamente los adelantos en la operación del relé, por esta razón se consideró una ejecución del modelo adicional con el parámetro k3 del grupo de seguridad en un valor de -250. De acuerdo con los resultados se presenta a continuación el análisis y las conclusiones:
 - Dado que no es de igual impacto un adelanto del relé de zona 2 a zona 1 en comparación con un adelanto de zona 3 a zona 2, el valor de k3 debe elegirse considerando un equilibrio.
 - Con el ajuste del parámetro k3 es posible obtener soluciones con menor grado de incursión pero se sacrifica la fiabilidad
 - El resultado del alcance inductivo de la zona 1 es el límite inferior permitido por la programación del modelo, lo anterior debido a condiciones de flujo hacia

adelante, las cuales favorecen que el relé vea fallas en zona 1 en zonas en las cuales podría esperarse que la vea zona 2, esto incluso dentro del elemento protegido.

- El resultado de la zona 3 muestra reducción en comparación con el caso con $k_3=-1$, esto sugiere que el modelo trata de evitar traslapes entre las zonas 2, situación que podría ocurrir para los ajustes obtenidos en los demás casos en condiciones de alta transferencia.
- Aunque las condiciones topológicas del Subcaso 2 requieren varias situaciones para hacerse posibles, el modelo permite realizar una exploración para definir el rango factible de ajustes considerando varios enfoques de parametrización.
- La comparación del caso real y el caso equivalente en cuanto a los ajustes del relé, comprueban la calidad de las soluciones arrojadas por el modelo y la factibilidad de su implementación en la realidad, mostrando para este caso que puede obtener un resultado técnicamente más apropiado con el modelo propuesto.
- El Subcaso 2 presenta un mayor valor de función objetivo teniendo en cuenta que se tiene menor efecto INFEED y mayor transferencia de potencia en la línea bajo estudio, condición que permite la detección de un rango más amplio de resistencias de falla para las fallas realizadas por el modelo.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Se ha formulado, implementado y probado satisfactoriamente en este proyecto un modelo inteligente para la determinación y verificación de ajustes de relés de distancia con el objetivo de lograr fiabilidad y seguridad de los mismos. Este modelo constituye un asistente para los ingenieros de protecciones a la hora de ajustar y coordinar relés de distancia en sistemas de potencia, tanto para casos tradicionales como complejos debido a su formulación general. Lo anterior modifica y mejora la metodología actual para ajustar un relé de distancia, por medio de la aplicación de los conceptos de ingeniería por desempeño, optimización compleja, inteligencia artificial y la programación orientada a objetos.
2. El modelo propuesto aporta una nueva formulación para evaluar el desempeño de relés de distancia, con la cual, para los casos probados, fue posible responder la pregunta sobre cuáles deben ser los alcances resistivos de un relé de distancia. Los resultados obtenidos para estos alcances validan para la zona 1 la pertinencia del criterio del 45% de la impedancia mínima de carga en condiciones de SIR adecuadas según [74].
3. Los resultados del modelo propuesto muestran que ajustar el mismo alcance resistivo para cada una de las zonas de un relé de distancia no logra el mejor desempeño en todas las topologías, por lo cual la práctica habitual es reevaluada con este trabajo, aportando un nuevo método para determinar estos alcances.
4. Se logró con éxito diseñar e implementar para el modelo propuesto un algoritmo de optimización híbrido basado en Evolución Diferencial y métodos constructivos, con el cual, se logró acometer el enfoque de evolucionar las soluciones de ajustes que un experto puede generar para un relé de distancia, logrando en todos los casos ejecutados, una mejora a partir de la solución inicial obtenida con los criterios de experto.
5. Uno de los principales aportes de este trabajo fue el modelado del problema. El modelo propuesto puede ser aplicado a diversas topologías en diferentes niveles de tensión.
6. El enfoque de ingeniería por desempeño aplicado al problema de este trabajo constituye una herramienta poderosa para tratar de cubrir las posibles situaciones de falla que enfrentará un relé de distancia considerando la simulación simplificada de éstas por medio del método completo, las cuales, de ser simuladas en el dominio del tiempo harían inviable la aplicación de un modelo debido a los tiempos de cómputo, superando sin duda el mayor tiempo obtenido para el estudio de caso 1 (60 horas).

7. De acuerdo con los tiempos que toma realizar un estudio de ajuste y coordinación de protecciones, por lo general un mínimo de dos semanas, los tiempos obtenidos de ejecución del modelo propuesto, son factibles para el uso en la coordinación de protecciones.
8. Los resultados de desempeño obtenidos constituyen la demostración matemática sobre la incapacidad de los relés de distancia para cubrir todas las posibles fallas que se pueden presentar dentro de las zonas de protección de éstos, por lo anterior el valor de desempeño arrojado por el modelo propuesto aporta un criterio en este sentido.
9. Los ajustes aportados por este modelo constituyen una base para el trabajo de un ingeniero de protecciones. Una vez evaluados los ajustes, de acuerdo con el desempeño de estos, se debe contemplar o no la implementación de esquemas adicionales de Teleprotección y/o el uso de otros esquemas de protección con principios de operación diferente al del relé de distancia.
10. Para los casos ejecutados en los cuales se tiene un SIR bajo o medio según lo formulado en este trabajo, el modelo propuesto ofrece resultados aplicables a la realidad. En los casos en los cuales se sugieren sobrealcances de zona 1, el resultado constituye una alarma sobre la falta de fiabilidad y condiciones adversas para la operación del relé de distancia, adicionalmente, debido a flexibilidad de la parametrización del modelo, el ingeniero de protecciones puede seleccionar los parámetros k y el factor dF_{seg} de tal forma que no se tolere la operación anticipada del relé. Se aclara que los resultados obtenidos son consecuencia de la elección de un equilibrio 60-40% entre seguridad y fiabilidad teniendo en cuenta que también los parámetros K de seguridad contemplan fiabilidad y viceversa.
11. La utilización de lógica difusa en el algoritmo programador de fallas permitió realizar una optimización que ahorra tiempo de cómputo, al crear selectivamente el programa de fallas para la verificación, debido a que el espacio de fallas es demasiado amplio conforme aumenta la complejidad de la red. Los resultados obtenidos evidencian que las reglas generadas presentan un buen comportamiento.
12. Aunque el alcance de este proyecto solo contemplaba la formulación del problema para optimizar los parámetros de las zonas 1 y 2, se logró con éxito incluir en la formulación las zonas 3 y 4, generando validación de la zona 3 con fallas en los niveles de baja tensión de los transformadores remotos.
13. Este trabajo ratifica la utilidad de la metaheurística para la solución de problemas reales. La comparación con el caso real revisado muestra la validez del modelo propuesto, incluso se observa que es factible usarlo para descubrir falencias en los ajustes que se tienen implementados en la realidad.

6.2 Recomendaciones – Trabajo Futuro

1. Debido a que el mayor reto para ajustar un relé de distancia son los alcances de las diferentes zonas, de acuerdo con la experiencia del autor en la operación del SIN y el

análisis de los eventos en este sistema, el trabajo se enfocó en dichos alcances y no en los tiempos de las diferentes zonas. El modelo propuesto es el primer paso, luego de la determinación de las zonas, se recomienda coordinar los tiempos con los demás relés, en este punto hay una línea de investigación abierta hacia la coordinación integrada de relés de distancia y sobrecorriente, que al día de hoy es tediosa principalmente en los sistemas de subtransmisión regional (STR).

2. Para una mejor validación del ajuste de la zona 3 se debe incluir en el modelo propuesto fallas en líneas externas a las líneas remotas, de esta manera la validación de la zona 3 se completa. Esto no fue realizado debido a que esta zona estaba fuera del alcance del proyecto, sin embargo, la estructura diseñada del modelo soporta la inclusión con pocas modificaciones de este tipo fallas.
3. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos con sobre alcance de la zona 1, los cuales constituyen una alarma, se recomienda ante dichos resultados aumentar negativamente el parámetro k_3 del enfoque de seguridad con el fin de restar más desempeño ante operaciones anticipadas del relé, el valor a asignar debe ser inferior al valor asignado para el parámetro k_4 . Adicionalmente, los alcances sugeridos por el modelo, plantean la discusión válida sobre si estos ajustes en las condiciones degradadas de red pueden presentar un desempeño superior a los convencionales a pesar del riesgo que existe ante fallas francas debido a que estas fallas para el caso de niveles de alta tensión normalmente ocurren al interior de la subestación y de igual manera causarían apertura de la línea protegida. La pregunta entonces es: si el nivel de INFEED podría controlar los posibles errores de medida y la incapacidad de fiabilidad del relé por condiciones adversas en el SIR.
4. Las reglas híbridas generadas para el algoritmo programador de fallas se eligieron con base en una exploración limitada de topologías, una línea de investigación que abre el esquema propuesto es la de optimizar dichas reglas realizando análisis topológico para múltiples casos, tanto para alta tensión para para sistemas de subtransmisión.
5. El modelo propuesto no considera la topología de líneas en T o líneas compensadas en serie, si bien la formulación propuesta es general para evaluar desempeño y evolucionar las soluciones, se deben acondicionar los algoritmos de identificación de topología y programador de fallas para implementar este tipo de configuraciones.

Bibliografía

- [1] A. Urdaneta, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," *Power Delivery, IEEE*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, 1988.
- [2] L. Lai, "Development of an expert system for power system protection coordination," *Fourth International Conference on Developments in Power Protection*, Edinburgh, 1989.
- [3] S. Mendis, "Rule-based coordination program evaluates distribution transformer overcurrent protection alternatives," *Computer Applications in Power Vol 4*, April, pp. 31–36, 1991.
- [4] H. W. Hong, C.-T. Sun, V. M. Mesa, and S. Ng, "Protective Device Coordination Expert System," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, pp. 359–365, 1991.
- [5] K. Kawahara and H. Sasaki, "An expert system for supporting protective relay setting for transmission lines," *Fifth International Conference on Developments in Power System Protection* pp. 203–206, 1993.
- [6] K. Kawahara and H. Sasaki, "Expert system for designing transmission line protection system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, no. 1, pp. 69–78, 1995.
- [7] S. Wong and A. Kalam, "Distributed intelligent power system protection using case based and object oriented paradigms," *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, 1996.
- [8] S. Lee and C. Liu, "Intelligent approach to coordination identification in distance relaying," *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, pp. 62–67, 1996.
- [9] M. Mir, "Adaptive vs. conventional reach setting of digital distance relays," *Electric power systems research*, vol. 43, pp. 105–111, 1997.
- [10] K. Kawahara, "An application of rule based system to the coordination of directional overcurrent relays," *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*, no. 434, pp. 25–27, 1997.
- [11] F. Soudi and K. Tomsovic, "Optimal distribution protection design: quality of solution and computational analysis," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 21, no. 5, pp. 327–335, Jun. 1999.

- [12] L. Perez and A. Urdaneta, "Optimal coordination of directional overcurrent relays considering definite time backup relaying," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 4, 1999.
- [13] L. Perez and A. Urdaneta, "Optimal computation of distance relays second zone timing in a mixed protection scheme with directional overcurrent relays," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 3, pp. 385–388, 2001.
- [14] E. Orduña, F. Garcés, and E. Handschin, "Algorithmic-Knowledge-Based Adaptive Coordination in Transmission Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 1, pp. 61–65, 2003.
- [15] K. El-Arroudi and G. Joos, "Comprehensive transmission distance protection settings using an intelligent-based analysis of events and consequences", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 1817–1824, 2005.
- [16] Z. Yang, D. Shi, and X. Duan, "Optimal Coordination of Distance Relays in Interconnected Power Systems," 2006 International Conference on Power System Technology, pp. 1–5, Oct. 2006.
- [17] D. Thukaram, "An intelligent approach using support vector machines for monitoring and identification of faults on transmission systems," *IEEE Power India Conference*, 2006.
- [18] V. Calderaro, V. Galdi, a. Piccolo, and P. Siano, "Adaptive relays for overhead line protection," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 12, pp. 1552–1559, Oct. 2007.
- [19] N. Julián, E. Cardona, and O. G. Carmona, "Coordinación de relés de sobrecorriente usando programación lineal," *Revista Energía y Computación*, vol. 15, no. 1, pp. 29–36, 2007.
- [20] H. A. Abyaneh, F. Razavi, M. Al-Dabbagh, H. Sedeghi, and H. Kazemikargar, "A comprehensive method for break points finding based on expert system for protection coordination in power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5–6, pp. 660–672, Apr. 2007.
- [21] D. Vijayakumar and R. K. Nema, "Superiority of PSO Relay Coordination Algorithm over Non-Linear Programming: A Comparison, Review and Verification," 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, pp. 1–6, Oct. 2008.
- [22] H. A. Abyaneh, S. S. H. Kamangar, F. Razavi, R. M. Chabanloo, R. Mohammadi, C. Hossein, A. Abyaneh, S. Sadat, and H. Kamangar, "A new genetic algorithm method for optimal coordination of overcurrent relays in a mixed protection scheme with distance relays," 2008 43rd International Universities Power Engineering Conference, no. PECon 08, pp. 1–5, Sep. 2008.
- [23] M. Ganjavi, "Experten System zur Koordination von Schutzsystemen," Ph.D. Thesis, Otto-von-Guericke University of Magdeburg, 2008

- [24] C. Aggarwal, H. a. Mangalvedekar, and H. B. Chaudhari, "Effect of fault location on optimal coordination of directional over current relay," TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference, no. 1, pp. 1–5, Nov. 2008.
- [25] B. Ravikumar, D. Thukaram, and H. P. Khincha, "Knowledge Based Approach for Transmission line Distance Relay Coordination," in Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC), 2008, no. December, pp. 397–402.
- [26] A. S. Noghabi, J. Sadeh, and H. R. Mashhadi, "Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination Using a Hybrid GA," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 4, pp. 1857–1863, Oct. 2009.
- [27] B. Ravikumar, D. Thukaram, and H. P. Khincha, "Comparison of Multiclass SVM Classification Methods to Use in a Supportive System for Distance Relay Coordination," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 3, pp. 1296–1305, Jul. 2010.
- [28] NERC, "Power Plant and Transmission System Protection Coordination," July, 2010.
- [29] E. Sorrentino and V. De Andrade, "Optimal-Probabilistic Method to Compute the Reach Settings of Distance Relays", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1522–1529, 2011.
- [30] D. Uthitsunthorn, "Optimal overcurrent relay coordination using artificial bees colony algorithm," 8th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 2011, no. 2, pp. 901–904, 2011.
- [31] R. Mohammadi Chabanloo, H. Askarian Abyaneh, S. S. Hashemi Kamangar, and F. Razavi, "Optimal Combined Overcurrent and Distance Relays Coordination Incorporating Intelligent Overcurrent Relays Characteristic Selection," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1381–1391, Jul. 2011.
- [32] F. Kavehnia, A. Mohammdi, and H. Keivani, "An Optimal Approach For The Second Zone Time and Impedance Setting of Distance Relays," Australian Journal of Basic and Applied Sciences vol. 5, no. 11, pp. 771–779, 2011.
- [33] M. Singh, "Optimal overcurrent relay coordination in distribution system," International Conference on Energy, Automation, and Signal, no. 2, 2011.
- [34] Ó. Tuta and R. Hincapié, "Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida," Scientia et Technica, no. 49, pp. 14–19, 2011.
- [35] J. Sadeh, V. Aminotojari, and M. Bashir, "Optimal coordination of overcurrent and distance relays with hybrid genetic algorithm," 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, pp. 1–5, May 2011.
- [36] P. P. Bedekar and S. R. Bhide, "Optimum coordination of overcurrent relay timing using continuous genetic algorithm," Expert Systems with Applications, vol. 38, no. 9, pp. 11286–11292, Sep. 2011.

- [37] M. Lukowicz, J. Magott, and P. Skrobanek, "Selection of minimal tripping times for distance protection using fault trees with time dependencies," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 7, pp. 1556–1571, Jul. 2011.
- [38] K. Tuitemwong and S. Premrudeepreechacharn, "Expert system for protection coordination of distribution system with distributed generators," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 466–471, Mar. 2011.
- [39] J. Sadeh, V. Amintojjar, and M. Bashir, "Coordination of overcurrent and distance relays using hybrid Particle Swarm Optimization," *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, pp. 1130–1134, Oct. 2011.
- [40] P. Balcerek, M. Fulczyk, M. M. Saha, E. Rosolowski, J. Izykowski, and P. Pierz, "Optimization of distance protection algorithm for double-circuit series-compensated transmission line," *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, pp. 983–988, Oct. 2011.
- [41] M. Shayesteh and V. Marvasti, "A New Approach for Optimal Distance Relays Coordination in the Meshed Networks," in *International Conference on Electrical, Electronics and Communication Engineering*, 2012, pp. 29–33.
- [42] N. Guievara "Ajuste y Coordinación de Protecciones de Distancia y Sobrecorriente que comparten el mismo derecho de via" Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, México DF, 2012.
- [43] D. K. Singh and S. Gupta, "Use of genetic algorithms (GA) for optimal coordination of directional over current relays," *2012 Students Conference on Engineering and Systems*, pp. 1–5, Mar. 2012.
- [44] T. Amraee, "Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1415–1422, 2012.
- [45] F. Pilo, G. G. Soma, S. Ruggeri, and G. Celli, "Optimal protection devices allocation and coordination in MV distribution networks," *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, pp. P80–P80, 2012.
- [46] A. Liu and M.-T. Yang, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using NM-PSO Technique," *2012 International Symposium on Computer, Consumer and Control*, no. 1, pp. 678–681, Jun. 2012.
- [47] M. Singh, B. K. Panigrahi, and a. R. Abhyankar, "Combined optimal distance to overcurrent relay coordination," *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pp. 1–6, Dec. 2012.
- [48] N. Mesa, "Metodología para el Ajuste Óptimo de Relés de Protección en Líneas de Transmisión," Tesis de Maestría, Universidad de Antioquia, 2012.
- [49] S. Rodporn, T. Kulworawanichpong, A. Oonsivilai, D. Uthitsunthorn, and R. Oonsivilai, "Optimal coordination of over-current relays using differential evolution," *2012 9th*

- International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, pp. 1–4, May 2012.
- [50] J. Sueiro and E. Diaz-Dorado, “Coordination of directional overcurrent relay using evolutionary algorithm and linear programming,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, pp. 299–305, 2012.
- [51] D. Uthitsunthorn and T. Kulworawanichpong, “Adaptive Over-Current Relay Coordination Based on Multi-Agent System : A Case Study on Transmission Line Outage,” *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1–4, Mar. 2012.
- [52] J. Teresa, T. Ríos, J. Sebastián, C. Tamayo, R. Alberto, and H. Isaza, “Coordinación óptima de relés de sobrecorriente usando Partículas Swarm,” *Scientia et Technica*, no. 52, pp. 8–15, 2012.
- [53] S. Niyomphant, “Application of linear programming for optimal coordination of directional over-current relays”, *9th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, pp. 1–4, 2012.
- [54] D. Luiz and A. Negr, “metodologia automática para a realização da coordenação e selectividade da protecao de sobrecorrente em sistemas eléctricos industriais,” 2012.
- [55] C.-R. Chen, C.-H. Lee, and C.-J. Chang, “Optimal overcurrent relay coordination in power distribution system using a new approach,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 45, no. 1, pp. 217–222, Feb. 2013.
- [56] M. H. Hussain, S. R. a. Rahim, and I. Musirin, “Optimal Overcurrent Relay Coordination: A Review,” *Procedia Engineering*, vol. 53, pp. 332–336, Jan. 2013.
- [57] Grupo Nacional de Protecciones, “Guías para el Buen Ajuste y la Coordinación de Protecciones del STN,” 2014.
- [58] A. A. Chávez, J. L. Guardado, and D. S. E. Melgoza, “Coordinación de protección de distancia utilizando métodos de búsqueda,” *IEEE Latin America Transactions Vol 6, No 1 Marzo 2008*.
- [59] COES, “Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN,” 2008.
- [60] J.D. Arcila, *Memorias Curso de Protecciones Eléctricas. Ingeniería Especializada*. 2008.
- [61] J. Piñeros, J. Jaramillo “Simulación Automática de Fallas para la Coordinación de Protecciones Usando DlgSILENT Programming Language” *Ingeniería Especializada S.A.* 2012.
- [62] González, B. “Estudio de Coordinación de Protecciones del Área de Influencia del Proyecto Hidroeléctrico del Río Amoyá”, *Ingeniería Especializada S.A.* Noviembre 2012.

- [63] T. Penthong and K. Hongesombut, "An efficient method of automatic distance relay settings for transmission line protection," 2013 IEEE Int. Conf. IEEE Reg. 10 (TENCON 2013), pp. 1–4, Oct. 2013
- [64] E. Sorrentino and J. Hernandez, "Method for Setting the Resistive Reach of Quadrilateral Characteristics of Distance Relays", Proceedings of the 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009, Glasgow.
- [65] S. Jamali and H. Shateri, "Robustness of distance relay with quadrilateral characteristic against fault resistance" Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, Dalian ,2005 IEEE/PES, pp. 1–6.
- [66] H. Ferrer and E. Schweitzer, Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems, Schweitzer Engineering Laboratories, 2010, p. 361.
- [67] Alstom. Grid, Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide. 2011.
- [68] G. Ziegler, Numerical differential protection: principles and applications, Second Edition, Siemens. 2012.
- [69] A. Chamorro, "Protecciones de distancia: guía de aplicación", Areva 2005.
- [70] Schweitzer Engineering Laboratories, SEL 421 Relay Instruction Manuals, 2013.
- [71] Siemens, 7SA6 Distance Protection Manual, C53000-G1176-C133-1 v4.0.
- [72] ABB, Line distance protection REL670, Application Manual, v1.2, 2012.
- [73] NERC, Misoperations Report, North American Electric Reliability Corporation April 1, 2013.
- [74] Power Systems Relaying Committee, IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, IEEE Std C37.113-1999.
- [75] Power System Relaying Committee, "Application of Overreaching Distance Relay", WG Report, 2009.
- [76] J.F. Piñeros, J.F. Llano, "Modelo para Evaluar el Desempeño de Ajustes de Relés de Distancia", Congreso Iberoamericano de Energía INTEGRACIER, Uruguay, Noviembre de 2014.
- [77] J.F. Piñeros, "Optimización de la Coordinación de Relés de Distancia en Líneas de Transmisión – Estado del Arte", Revista AIE No 14 Septiembre de 2015, Universidad de Antioquia.
- [78] M. Birattari, Tuning Metaheuristics: A Machine Learning Perspective, vol. 54. 2009.
- [79] L. Name, F. Name, O. Training, P. Training, C. Darin, R. O. Training, M. Kimberly, G. Deepa, E. Board, E. Principal, I. Primary, F. Systems, E. B. Study, and N. Co-investigator, Advances in Differential Evolution, no. 1. 2014.

- [80] S. Das and P. N. Suganthan, "Differential evolution: A survey of the state-of-the-art," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 15, no. 1, pp. 4–31, 2011.
- [81] K. Price, R. M. Storn, and J. a Lampinen, *Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization*. 2005.
- [82] F. Neri and V. Tirronen, "Recent advances in differential evolution: a survey and experimental analysis," *Artificial Intelligence Review*, vol. 33, no. 1–2, pp. 61–106, Feb. 2010.
- [83] D. Sreedhar, "Differential Evolution based Multiobjective Optimization- A Review *International Journal of Computer Applications.*, vol. 63, no. 15, pp. 14–19, 2013.
- [84] B. R. Bhalja and R. P. Maheshwari, "High-Resistance Faults on Two Terminal Parallel Transmission Line: Analysis, Simulation Studies, and an Adaptive Distance Relaying Scheme," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 801–812, Apr. 2007.
- [85] W. D. Humpage, B. Sc, D. Ph, C. Eng, M. S. Kandil, and M. Sc, "Distance-protection performance under conditions of single-circuit working in double-circuit transmission lines," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 117, no. 4, pp. 766–770, 1970.
- [86] A. T. Johns, B. Sc, D. Ph, C. Eng, and M. Sc, "Variable-characteristic generalised techniques for distance protection : Double-circuit-application studies," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 121, no. 12, pp. 1582–1584, 1974.
- [87] P. J. Moore, K. Muhalhel, and C. Booth, "Distance relay behaviour on mixed voltage, double circuit lines," *IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection. (DPSP 2008)*, vol. 2008, no. C, pp. 648–652, 2008.
- [88] A. A. Omicron, D. T. A. T, and D. Automation, "Protection of Double Circuit Transmission Lines," *60th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 85–101, 2007.
- [89] S. A. Wheeler and C. Eng, "Influence of mutual coupling between parallel circuits on the setting of distance protection," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, pp. 439–445, 1970.
- [90] H. H. Sherwali and E. A. A. Abdrahem, "Simulation of numerical distance relays," pp. 171–193.
- [91] M. Zare, M. Aghamohammadi, and M. Saeedi, "Mitigation of power system blackout by blocking zone3 of minimum distance relays," *43rd International Universities Power Engineering Conference.*, pp. 1–5, Sep. 2008.
- [92] V. C. Nikolaidis, N. Savvopoulos, and a S. Safigianni, "Adjusting Third Zone Distance Protection to Avoid Voltage Collapse," in *Power Systems Computation Conference*, 2014.
- [93] a L. P. de Oliveira and P. M. da Silveira, "Evaluation of Distance Protection Performance applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation,"

- 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, pp. 1–6, 2006.
- [94] J. Rushton, D. Ph, S. M. I. E. E. E, C. Eng, W. D. Humpage, B. Sc, D. Ph, and C. Eng, “Power-system studies for the determination of distance-protection performance,” *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 119, no. 6, 1972.
- [95] P. K. Nayak, A. K. Pradhan, and P. Bajpai, “Secured Zone 3 Protection During Stressed Condition,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2014.
- [96] DlgSILENT GmbH, SEL 421, Relay model description, Germany 2012.
- [97] DlgSILENT GmbH, DlgSILENT Power Factory v14.1 Manual, Germany 2011.
- [98] J.F. Piñeros, D.A. Tejada, “Benchmarking de EMTP/ATP Y DlgSILENT Power Factory basado en IEC TR 60071-4”, *Congreso Internacional en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2009*.
- [99] S. Zhao, W. a. Qureshi, and N.-K. C. Nair, “Influence of DFIG models on fault current calculation and protection coordination,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2011.
- [100] M. Tim Jones, *AI Application Programming*, Charles, River Media, Second Edition, 2005.
- [101] M. Tim Jones, *Artificial Intelligence A Systems Approach*, Jones and Bartlett Publishers, 2009.
- [102] Xin-She Yang, *Introduction to Mathematical Optimization: From Linear Programming to Metaheuristics*, Cambridge International Science Publishi (January 1, 2008), 160p.
- [103] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke, *Power System Relaying*, Third Edition ,Wiley, 2009
- [104] M. Ibrahim, *Disturbance Analysis for Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 2011, 736p.