

Automation of Methodology for Analysis of Overcurrent Protection Functions in Electrical Power Systems

Juan S. Arboleda , Jorge W. González , *Senior Member, IEEE*, and Idi A. Isaac 

Abstract— This paper addresses a proposal for the optimization and automation of the methodology of selectivity analysis in protection relays by fault sweeps, to improve selectivity and evaluate the operation times and coordination margins in a complex network composed by a large amount of overcurrent units. Through the operating times of the protection devices, it can be quickly identified the lack of coordination that may occur in the relays of the network for several topological conditions. The coordination times are obtained by a set of injected failures in the assets delimited by the scope of the selectivity study, and through an automatic systemic analysis it is sought to generate a diagnosis of the most critical points in which there is no correct selectivity within protection functions. The automation strategy of this work is designed and evaluated in DIGSILENT PowerFactory and Python computational tools. Through the scripting and automation module, a Python script is executed in the PowerFactory environment, and in this way the protection relays and the measurement transformers are modeled by assigning their respective settings and directionality. Finally, an analysis is carried out with criteria of the good setting of protection devices created by experts in the field, and a calculation file is generated with the optimized operating times of the protection devices and an analysis of selectivity between the overcurrent functions of the system.

Link to graphical and video abstracts, and to code: <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/8410>

Index Terms— Overcurrent function, power electrical system, protection device, selectivity analysis.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son redes de componentes eléctricos que tienen como finalidad transferir la energía desde los centros de generación hasta las localidades de consumo. En este proceso la energía es transformada en sus niveles de tensión y transportada por medio de transformadores de potencia y líneas de transmisión respectivamente. Estos elementos son fundamentales para garantizar un suministro de energía seguro, confiable y eficiente, y debido a esto, es necesario salvaguardar su operación y vida útil mediante el uso de dispositivos de medida y de protección (relés) que aislen las condiciones de falla. El objetivo principal de todos los sistemas de energía es mantener

un nivel muy alto de continuidad del servicio y, cuando se presentan fallas, minimizar la extensión y el tiempo de la interrupción. Los eventos naturales que pueden causar cortocircuitos (fallas) son rayos (voltaje inducido o impactos directos), hielo, vientos, terremotos, incendios, explosiones, caída de árboles, contacto físico con animales y contaminación. Los accidentes incluyen fallas resultantes de vehículos que golpean postes o hacen contacto con equipos activos, excavaciones en cables subterráneos, errores humanos, etc. Se hace un esfuerzo considerable para minimizar las posibilidades de daño, pero aún no se puede lograr la eliminación de todos esos problemas [1].

La creciente demanda de energía eléctrica ha motivado el desarrollo de nuevos estudios de conectividad donde se han propuesto el ingreso de nuevos activos a los SEP, lo que ha causado cambios topológicos y de niveles de cortocircuito en las barras del sistema, y a su vez problemas en la selectividad (coordinación de relés) de las funciones de sobrecorriente de los dispositivos de protección.

Las funciones de sobrecorriente tienen un área de operación definida como zona de protección primaria, pero pueden operar correctamente en respuesta a condiciones fuera de esta zona. En estos casos, brindan protección de respaldo para el área fuera de su zona principal designada como zona de respaldo. Se considera que un esquema de protección es selectivo cuando se logra que los relés en su zona primaria sobrepasen a otros relés de modo que funcionen lo más rápido posible, pero que tengan una operación retrasada en su zona de respaldo, de manera que funcionen los relés primarios asignados a esta zona de respaldo. El tiempo de operación entre las funciones de sobrecorriente primarias y de respaldo se conoce como intervalo de tiempo de coordinación (CTI) o margen de coordinación [1].

En la mayoría de los estudios es necesario validar la operación de las funciones de sobrecorriente frente a diferentes tipos de falla, escenarios de demanda y condiciones topológicas. La adecuada coordinación y selección de ajustes son el medio para lograr mantener la sensibilidad, selectividad, confiabilidad y velocidad en la desconexión de los equipos fallados, de forma que se garantice la seguridad de las personas y de los equipos de los SEP [2],[3], [4].

Debido a esto se han desarrollado metodologías para ajustar los esquemas de protección e identificar las descoordinaciones existentes. Actualmente, la metodología más utilizada es la de análisis manual de selectividad por fallas, la cual consiste en validar gráficamente los márgenes de coordinación y la correcta operación de las funciones de protección frente a fallas en

J. S. Arboleda Arroyave is with Empresas Públicas de Medellín E.S.P (EPM) – Medellín, Medellín, Colombia (e-mail: jsarboledaa@unal.edu.co).

J. W. González Sánchez and I. A. Isaac Millan are with Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) – Medellín, Medellín, Colombia (e-mails: jorgew.gonzalez@upb.edu.co and idi.isaac@upb.edu.co).

diversos activos de la red. Sin embargo, esta técnica presenta altos tiempos de análisis y no proporciona un panorama amplio de la coordinación entre funciones para múltiples condiciones operativas.

A continuación, en la TABLA I se presenta una revisión de las metodologías de análisis de ajustes de dispositivos de protección de sobrecorriente en sistemas eléctricos de potencia. Se muestra el método, la aplicación, las ventajas y las desventajas de cada una de las metodologías de análisis utilizadas en la actualidad.

TABLA I
METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE AJUSTES DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Método	Aplicación	Ventajas y desventajas
Programación lineal [5], [6], [7], [8]	Modificación de ajustes de relés por medio de ecuaciones lineales.	(A) (C) (a) (b)
Barridos de fallas [9], [10], [11]	Evaluación de ajustes relés mediante la ejecución de barridos de fallas en la red.	(A) (C) (D) (E) (a) (d)
Análisis dinámicos [12], [13], [14], [15]	Análisis de la respuesta dinámica del relé frente a eventos simulados.	(B) (a) (c)
Algoritmo optimización evolutivo [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22]	Algoritmo de evolución que optimiza ajustes asignados a relés.	(A) (b) (c)
Análisis sistemático de cortocircuito por rutas [23], [24], [25], [26]	Análisis de fallas por rutas, se realizan fallas puntuales y se proponen cambios en sus ajustes.	(B) (E) (a) (c)
Optimización por algoritmos genéticos híbridos (HGA) [27], [28], [29], [30], [31]	El HGA combina programación lineal y algoritmos genéticos para encontrar los ajustes de relé que permitan coordinación.	(C) (a) (b)
Gray Wolf Optimizer algorithm (GWO) [32], [33], [34], [35]	Algoritmo de enjambre estocástico basado en jerarquía social donde se arrojan las soluciones óptimas de ajustes.	(A) (C) (D) (a) (d)
Algoritmo evolución diferencial (DE) [36], [37], [38], [39]	Técnica metaheurística donde la función objetivo es la optimización de los tiempos de operación de los relés.	(A) (C) (D) (a) (d)

(A) Permite obtener un esquema selectivo con los ajustes recomendados.
 (B) Brinda recursos gráficos con la operación de los relés.
 (C) Planteamiento matemático permite gran flexibilidad en los análisis.
 (D) Evalúa varios escenarios de falla para sistemas amplios.
 (E) Proporciona análisis detallados del esquema de protección.
 (a) Tiempos de simulación y gastos computacionales altos.
 (b) No presenta diagnósticos de las descoordinaciones de los dispositivos.
 (c) Iteraciones sujetas a modificaciones constantes por descoordinaciones.
 (d) Limitada frente a la presentación para la validación de selectividad.

Un método poco utilizado para la realización de estudios de selectividad de funciones de sobrecorriente es el análisis por barridos de fallas. Incluso, esta metodología se aplica de manera manual a partir del ensayo – error, usando diversos software de análisis, como por ejemplo el *DIGSILENT PowerFactory* [40]. Este método consiste en aplicar cortocircuitos en numerosos porcentajes de puntos y resistencias de falla en los diferentes activos de la red asociados al área de influencia del proyecto. Posteriormente, se realiza validación en los gráficos de selectividad en cuanto a la correcta operación de las funciones de sobrecorriente de tiempo inverso y tiempo definido. Dicha metodología tiene como principales ventajas la gran

flexibilidad en el análisis de selectividad, eficaz aplicación en múltiples sistemas de potencia y análisis detallado del estado del esquema de protecciones. Sin embargo, se identifican desventajas en los altos tiempos de simulación y en la manipulación y presentación de altos flujos de información.

La contribución del presente artículo consiste en automatizar la metodología de análisis de selectividad por medio del barridos de fallas para las funciones de sobrecorriente en cuanto al estado de los tiempos de operación y márgenes de coordinación de un esquema de protecciones frente a diversas fallas en los SEP, con el objetivo de disminuir los tiempos de simulación y proporcionar una presentación simplificada del estado de los márgenes de coordinación entre relés para la optimización de los estudios de coordinación de protecciones. Se realiza énfasis en la utilización de los *software* de uso industrial *DIGSILENT* y *Python* como herramientas de automatización de alta exigencia y rigurosidad computacional.

El resto del artículo está organizado de la siguiente forma: la Sección II presenta la formulación del problema y los objetivos del artículo, el modelo propuesto aparece en la Sección III. En la Sección IV se encuentran las aplicaciones del modelo y los respectivos resultados, para finalmente presentar las conclusiones de este trabajo en la última sección.

II. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA Y OBJETIVO

Dentro de las metodologías de ajuste de dispositivos de protección se identifican diversas desventajas relacionadas con los altos tiempos de simulación, gastos computacionales, presentación de la información y la baja capacidad de análisis por el amplio número de condiciones operativas, siendo el alto flujo de información un problema principal de la temática.

El objetivo del trabajo consiste en automatizar la aplicación de una de las metodologías de análisis de selectividad con funciones de sobrecorriente para disminuir los tiempos de desarrollo de los estudios de selectividad y optimizar los márgenes de coordinación de los esquemas de protecciones para diversas condiciones topológicas.

Debido a que la metodología de barridos de fallas propone una organizada presentación de resultados, una aplicación simple y brinda la posibilidad de ser automatizada en cuanto a tiempos de simulación, fue seleccionada para realizar la validación y optimización de los ajustes de las funciones de sobrecorriente de los dispositivos de protección.

III. MODELO PROPUESTO

El ejercicio de automatización de la metodología de coordinación de funciones de sobrecorriente se realiza por medio de un código de programación creado a partir de una herramienta computacional de lenguaje libre (*Python*) en concordancia con el *software* de análisis de sistemas de potencia *DIGSILENT PowerFactory*, dicho código utiliza el módulo *Scripting and Automation* del *software DIGSILENT PowerFactory* para realizar un enlace entre los objetos existentes en el *DIGSILENT* y el código de programación de *Python*. Inicialmente, el usuario debe llenar una plantilla de ajustes donde se asignen a los relés los ajustes de las funciones

de sobrecorriente que se desean activar y las relaciones de transformación de los equipos de medida. Con la información de la plantilla llena, se procede con la ejecución del código de programación desde el *DIGSILENT*, este iniciará la primera rutina donde se crean los dispositivos de protección con sus respectivos equipos de medida (transformadores de corriente y de tensión), posteriormente, se realizan cortocircuitos en diferentes activos de la red con el objetivo de obtener y guardar los tiempos de operación de las funciones de sobrecorriente para cada caso de estudio y condición operativa definida. Dichos tiempos de operación son la información de entrada para realizar un diagnóstico del análisis de selectividad del esquema de protecciones de la red. El código realiza un sondeo entre los tiempos obtenidos e identifica los márgenes de coordinación entre los dispositivos de protección principales y de respaldo del activo, para posteriormente iniciar una rutina iterativa donde se identifiquen márgenes de coordinación estrechos o insuficientes entre las funciones de sobrecorriente. Finalmente, se le presenta al usuario en un archivo de reporte externo, los tiempos de operación de las funciones de sobrecorriente y un análisis detallado de los márgenes de coordinación y selectividad entre los relés. En la Fig. 1 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la metodología de análisis de estudios de selectividad.

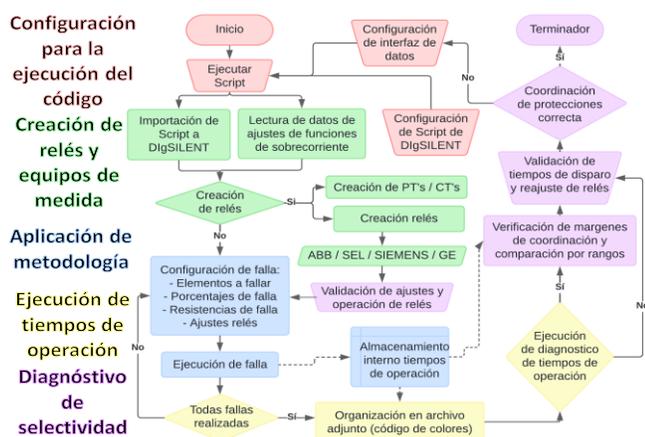


Fig. 1. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la metodología de análisis de estudios de selectividad.

Para la realización del diagnóstico de selectividad se realiza una identificación de los relés pertenecientes al elemento en falla y se toman los tiempos de operación de los mismos, con estos se lleva a cabo una comparación con los tiempos de los dispositivos de protección que más se aproximen y se valida que la diferencia sea superior a 200 ms, esto se debe a que cuando se utilizan relés de sobrecorriente estáticos, se elimina el componente de sobrecarrera del disco de los relés de inducción electromecánicos y el CTI se puede reducir hasta entre 0,2 y 0,3 s [41]. En la coordinación convencional, las compañías eléctricas determinan el coeficiente de sensibilidad con el objetivo de identificar fallas escondidas en la coordinación de protecciones y garantizar la correcta operación de la función de respaldo del sistema protegido, con la metodología de barrido de fallas no es necesario obtener este coeficiente ya que se define cada una de las fallas como un caso

particular de la coordinación donde se debe garantizar un CTI mínimo.

A. Metodología de Análisis de Barridos de Fallas para el Análisis de Ajustes de Funciones de Sobrecorriente

La metodología de barridos de fallas [9] consiste en la ejecución de cortocircuitos en diversos activos del sistema de potencia con múltiples resistencias de falla, dichos cortocircuitos son realizados para tomar lectura del tiempo de operación de los relés que logren comandar disparo gracias a que la corriente de falla supera el umbral de ajuste de la función de sobrecorriente. Los tiempos de operación son el punto de referencia para discriminar descoordinaciones o fallas en la selectividad de las funciones de tiempo inverso y tiempo definido, eliminando el error humano entre cada iteración del análisis [7].

En el desarrollo de estudios de coordinación de protecciones es común evaluar cambios operativos donde se encuentren condiciones de salida o entrada de otros activos a la red (como por ejemplo unidades de generación distribuida), lo que aumenta el número de fallas y simulaciones que se deben realizar. Debido a esto, la metodología de barridos de fallas puede analizar un gran número de casos para diversas topologías propuestas.

A continuación, en la Fig. 2 se presenta un ejemplo de la aplicación de la metodología de barridos de fallas.

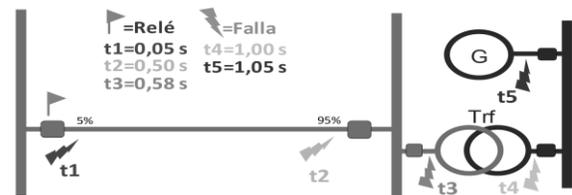


Fig. 2. Ejemplo de aplicación de barrido de fallas.

B. Generalidades del Modelamiento de Dispositivos de Protección y de Equipos de Medida en Digsilent PowerFactory

Para la correcta aplicación de la metodología de barridos de fallas por medio de un código de programación, es necesario contar con una base de datos ajustada en un software como por ejemplo, *Digsilent PowerFactory* [40], que servirá como demostración. En este software los activos del sistema se encuentran modelados a partir de las características técnicas proporcionadas por los fabricantes. Adicionalmente, es necesario contar con las relaciones de transformación de los equipos de medida, las referencias y los ajustes de los dispositivos de protección existentes, de manera que se ingresen a la interfaz de datos que es leída por el código de programación para su posterior modelamiento en el sistema. En la interfaz de datos se debe ingresar la información de los ajustes de los nuevos dispositivos de protección por medio de los criterios de ajustes de las funciones de sobrecorriente [9].

El software en mención presenta diversas bondades para el análisis de la operación de los dispositivos de protección y el control de estos, una de ellas es la de modelar relés de numerosos fabricantes como *SEL 421* [42], *ABB REL 670* [43],

SIEMENS 7SA6 [44] y GE Multilin D60 [45].

C. Procedimiento General de Simulación de Relés de Protección [40].

DigSILENT PowerFactory proporciona varios modelos y parámetros de componentes eléctricos de diferentes fabricantes, que se pueden usar y modificar fácilmente en un entorno gráfico, especialmente en la aplicación de simulación de sistemas de potencia con dispositivos de protección a través de bloques funcionales como los presentados en la Fig. 3.

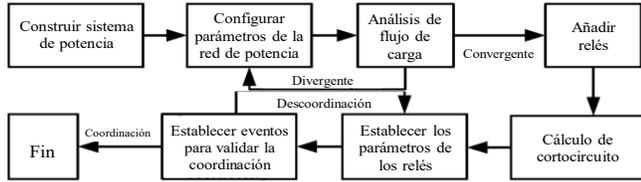


Fig. 3. Procedimiento general de simulación de dispositivos de protección [40].

D. Teoría del modelamiento de los dispositivos de protección en DigSILENT [40].

En el marco del modelamiento de los dispositivos de protección, DigSILENT utiliza diagramas de caja para especificar las funciones de los relés. En la Fig. 4 se presenta el modelamiento general, donde las cajas representan bloques de funciones (medición, protección lógicos y temporización) y las flechas la conexión entre los diferentes bloques.

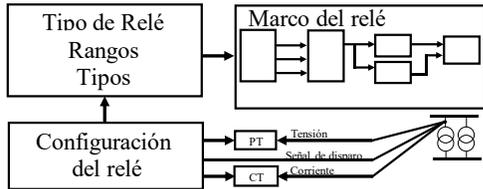


Fig. 4. Relación entre los tres niveles de modelamiento de relés [40].

IV. APLICACIONES DEL MODELO Y RESULTADOS

Al realizar el correcto modelamiento de los dispositivos de protección y de medida del área de influencia del proyecto, se procede a llevar a cabo los cortocircuitos en las líneas de transmisión seleccionadas, de manera que se realicen fallas monofásicas y trifásicas en los diferentes porcentajes y resistencias de falla seleccionadas. A continuación, en la Fig. 5, se presenta el diagrama de flujo de la metodología de barridos de fallas para ajustes de funciones de sobrecorriente.

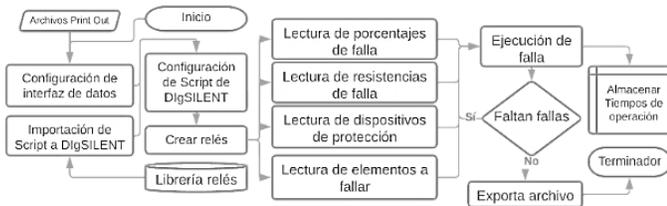


Fig. 5. Diagrama de flujo de la metodología de barridos de fallas.

A. Validación de Metodología

Para la validación de la metodología de barridos de fallas por medio de la lectura de tiempos de operación se utilizó el modelo simplificado “39 Bus New England System”, el cual

corresponde a un sistema de transmisión de 345 kV ubicado originalmente en el noreste de los Estados Unidos, en este modelo se desarrolla un estudio de selectividad para funciones de sobrecorriente frente al ingreso de un nuevo activo a la red de transmisión (“Line 07-08”). En la Fig. 6 se presenta el diagrama unifilar del sistema de transmisión de 345 kV con el ingreso del nuevo proyecto y el área de influencia de este correspondiente a dos subestaciones adyacentes. En este sistema se realiza el modelamiento de los dispositivos de protección y equipos de medida presentados en la Fig. 7 para su posterior lectura de tiempos de operación.

Como se puede evidenciar, el sistema eléctrico a utilizar dentro del estudio tiene una configuración principalmente enmallada, este sistema cuenta ya con un esquema de protecciones que debe ser validado con el ingreso del nuevo activo (Line 07-08), estos sistemas cuentan con una gran cantidad de casos de estudio, condiciones de indisponibilidad y posibilidades de falla, por lo que es un reto analizar todas las condiciones adecuadamente, Con la aplicación de la metodología de barridos de cortocircuitos propuesta se podrá cubrir ahora dicha necesidad al poderse evaluar la gran cantidad de escenarios en tiempos de simulación mínimos.

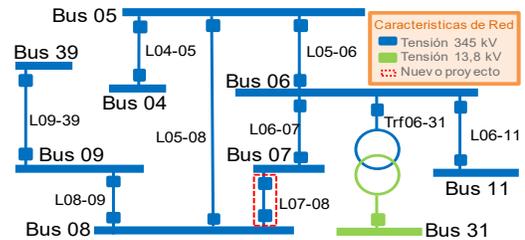


Fig. 6. Diagrama unifilar del sistema de transmisión del nuevo proyecto “Line 07-08” y su área de influencia (adaptado de la 39 Bus New England System).

Nombre línea	Modelo relé DigSILENT	PT'S		CT'S		Ibase	T inv (ANSI 67/51)		T def. (ANSI 67-1/50)					
		V-L-L prim	V-L-L sec	A prim	A sec		Und	Ibase [A]	Dir	Ipickup > [A]	Curva	Dial	Dir	Ipickup >> [A]
Line 05-06	7SA6	345000	110	1200	1	A prim	1200	Fwd	1440.00	IECNI	0.07	Fwd	4000.00	0.05
Line 05-06	7SA6	345000	110	1200	5	A prim	1200	Fwd	1440.00	IECNI	0.08	Fwd	4000.00	0.05
Line 05-08	7SA6	345000	110	1200	1	A prim	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 05-08	SEL 421	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 08-09	REL 670	345000	110	1200	1	%	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 08-09	REL 670	345000	110	1200	1	%	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 09-39	GE D60	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 09-39	GE D60	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 06-07	GE D60	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 06-07	7SA6	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Trf06-31	GE D60	345000	110	1200	1	A sec	1200	Off	1.20	IECNI	0.08	Off	3.50	0.05
Line 06-11	7SA6	345000	110	1200	1	A prim	1200	Fwd	1440.00	IECNI	0.08	Fwd	4000.00	0.05
Line 07-08	GE D60	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 07-08	GE D60	345000	110	1200	1	A prim	1200	Fwd	1440.00	IECNI	0.08	Fwd	4000.00	0.05
Line 06-11	SEL 421	345000	110	1200	1	A sec	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 06-11	SEL 421	345000	110	1200	1	A prim	1200	Fwd	1440.00	IECNI	0.08	Fwd	4000.00	0.05
Line 04-05	REL 670	345000	110	1200	5	%	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05
Line 04-05	REL 670	345000	110	1200	5	%	1200	Fwd	1.20	IECNI	0.08	Fwd	3.50	0.05

Fig. 7. Interfaz de datos con ajustes de los relés y equipos de medida.

Para efectos de la presente validación, el código de programación modela los dispositivos de protección con sus respectivos equipos de medida en las bahías de las líneas de transmisión y en el devanado de alta tensión del transformador de potencia, luego se realiza la ejecución de cortocircuitos trifásicos con resistencias de falla de 0 y 20 Ω al 5 y 95% de las líneas de transmisión. Cabe aclarar que no es necesario realizar fallas intermedias en las líneas de transmisión debido a que para efectos del presente artículo todas las curvas son del tipo “NI IEEE”, por lo que mientras se conserve un CTI razonable entre

ellas no se generarán traslapes [41][46].

En la Fig. 8 se presentan las curvas de selectividad para las funciones de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección modelados, visualmente puede parecer que existen traslapes, sin embargo, la corriente de cortocircuito que ve cada relé para cada falla difiere, lo que modifica los tiempos de operación y los márgenes de coordinación entre ellos.

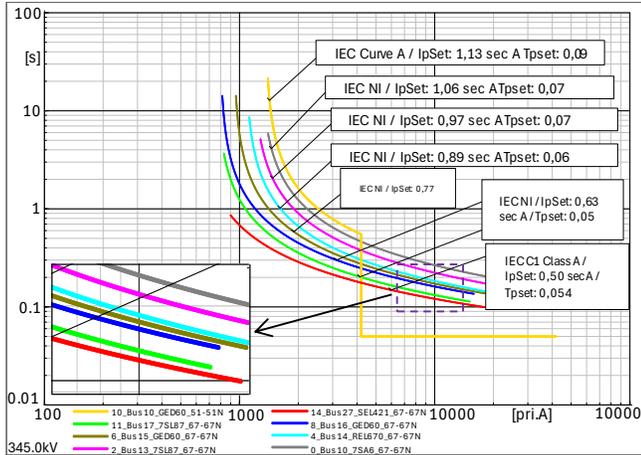


Fig. 8. Curvas de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra para el sistema de potencia de la Fig. 6.

B. Formato de Presentación de Tablas de Tiempos de Operación y Análisis de Selectividad

Con la ejecución de los cortocircuitos en los activos del sistema se obtienen los tiempos de operación de los dispositivos de protección, estos son organizados en un archivo de código de colores que busca una fácil visualización de las descoordinaciones del esquema de protecciones. En la Fig. 9 se presentan las características de las tablas de tiempos de operación con su respectivo código de colores.

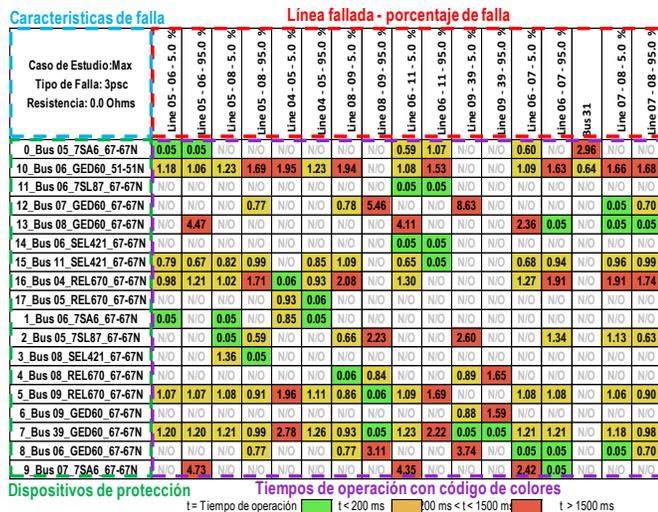


Fig. 9. Características de presentación de tablas de tiempo de operación.

Con los tiempos de operación de los dispositivos de protección, se ejecuta un análisis de selectividad entre las funciones de sobrecorriente principales y de respaldo. A continuación, en la Fig. 10 se presenta un diagnóstico de los márgenes de coordinación que existen entre las funciones

principales (ubicadas como elemento de protección inicial) y las de respaldo.

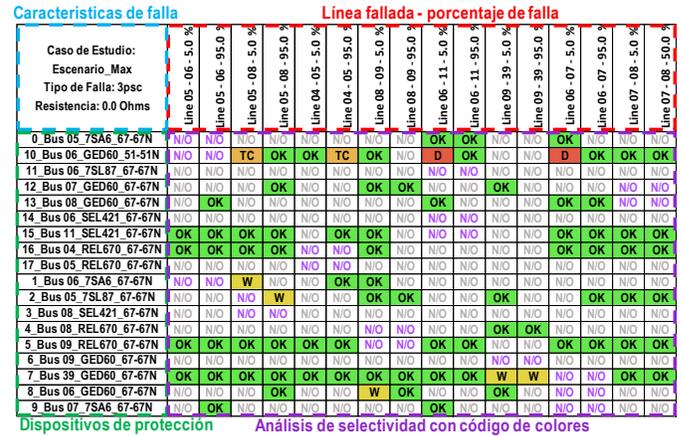


Fig. 10. Características de presentación de tablas de análisis de selectividad.

C. Resultados

En la Fig. 11 y Fig. 12 se presentan los tiempos de operación y el análisis de selectividad del esquema de protecciones, los cuales le permiten identificar rápidamente los relés que operan para cada falla y las descoordinaciones en el sistema.

Caso de Estudio: Escenario_Max Tipo de Falla: 3psc Resistencia: 0.0 Ohms	Line 05 - 06 - 5.0 %	Line 05 - 06 - 95.0 %	Line 05 - 08 - 5.0 %	Line 05 - 08 - 95.0 %	Line 04 - 05 - 5.0 %	Line 04 - 05 - 95.0 %	Line 08 - 09 - 5.0 %	Line 08 - 09 - 95.0 %	Line 06 - 11 - 5.0 %	Line 06 - 11 - 95.0 %	Line 09 - 39 - 5.0 %	Line 09 - 39 - 95.0 %	Line 06 - 07 - 5.0 %	Line 06 - 07 - 95.0 %	Bus 31	Line 07 - 08 - 5.0 %	Line 07 - 08 - 95.0 %
0_Bus 05_7SA6_67-67N	0.05	0.05								0.59	1.07	0.80	0.80	2.96			
10_Bus 06_GED60_51-51N	1.18	1.06	1.23	1.69	1.95	1.23	1.94	1.08	1.53	1.08	1.09	1.63	0.64	1.66	1.68		
11_Bus 06_7SL87_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	0.05	0.05	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
12_Bus 07_GED60_67-67N	N/D	N/D	N/D	0.77	N/D	N/D	0.78	5.46	N/D	N/D	8.63	N/D	N/D	N/D	0.05	0.70	
13_Bus 08_GED60_67-67N	N/D	4.47	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	4.11	N/D	N/D	2.36	0.05	N/D	0.05	0.05		
14_Bus 06_SEL421_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	0.05	0.05	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
15_Bus 11_SEL421_67-67N	0.79	0.67	0.82	0.99	N/D	0.85	1.09	0.65	0.05	N/D	0.68	0.94	N/D	0.96	0.99		
16_Bus 04_REL670_67-67N	0.98	1.21	1.02	1.71	0.06	0.93	2.08	1.30	N/D	N/D	1.27	1.91	N/D	1.91	1.74		
17_Bus 05_REL670_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	0.93	0.06	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
1_Bus 06_7SA6_67-67N	0.05	0.05	N/D	0.85	0.05	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
2_Bus 05_7SL87_67-67N	N/D	N/D	0.05	0.59	N/D	N/D	0.66	2.23	N/D	N/D	2.60	N/D	1.34	1.13	0.63		
3_Bus 08_SEL421_67-67N	N/D	N/D	1.36	0.05	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D								
4_Bus 08_REL670_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	0.06	0.84	N/D	0.89	1.65	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
5_Bus 09_REL670_67-67N	1.07	1.07	1.08	0.91	1.96	1.11	0.86	0.06	1.09	1.69	N/D	1.08	1.08	1.06	0.90		
6_Bus 09_GED60_67-67N	N/D	N/D	0.88	1.59	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D								
7_Bus 39_GED60_67-67N	1.20	1.20	1.21	0.99	2.78	1.26	0.93	0.05	1.23	2.22	0.05	1.21	1.21	1.18	0.98		
8_Bus 06_GED60_67-67N	N/D	N/D	N/D	0.77	N/D	0.77	3.11	N/D	0.77	3.11	3.74	N/D	0.05	0.05	0.70		
9_Bus 07_7SA6_67-67N	4.73	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	4.35	N/D	N/D	2.42	0.05	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Fig. 11. Tiempos de operación – Fallas trifásicas de 0 Ω.

Caso de Estudio: Escenario_Max Tipo de Falla: 3psc Resistencia: 0.0 Ohms	Line 05 - 06 - 5.0 %	Line 05 - 06 - 95.0 %	Line 05 - 08 - 5.0 %	Line 05 - 08 - 95.0 %	Line 04 - 05 - 5.0 %	Line 04 - 05 - 95.0 %	Line 08 - 09 - 5.0 %	Line 08 - 09 - 95.0 %	Line 06 - 11 - 5.0 %	Line 06 - 11 - 95.0 %	Line 09 - 39 - 5.0 %	Line 09 - 39 - 95.0 %	Line 06 - 07 - 5.0 %	Line 06 - 07 - 95.0 %	Bus 31	Line 07 - 08 - 5.0 %	Line 07 - 08 - 95.0 %
0_Bus 05_7SA6_67-67N	N/D	N/D	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D
10_Bus 06_GED60_51-51N	OK	OK	OK	OK	OK												
11_Bus 06_7SL87_67-67N	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	OK	OK	OK								
12_Bus 07_GED60_67-67N	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D										
13_Bus 08_GED60_67-67N	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D										
14_Bus 06_SEL421_67-67N	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D										
15_Bus 11_SEL421_67-67N	OK	OK	OK	OK	OK												
16_Bus 04_REL670_67-67N	OK	OK	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
17_Bus 05_REL670_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D												
1_Bus 06_7SA6_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D												
2_Bus 05_7SL87_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	N/D	OK	N/D	OK	OK
3_Bus 08_SEL421_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D												
4_Bus 08_REL670_67-67N	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D								
5_Bus 09_REL670_67-67N	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D								
6_Bus 09_GED60_67-67N	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D										
7_Bus 39_GED60_67-67N	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	D	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	N/D	OK	OK
8_Bus 06_GED60_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D	N/D	D
9_Bus 07_7SA6_67-67N	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	OK	OK	N/D	N/D	N/D	N/D	OK

Fig. 12. Análisis de selectividad – Fallas trifásicas de 0 Ω.

Para interpretar de manera correcta la tabla de selectividad, es necesario conocer las marcaciones que se pueden presentar, a continuación, en la TABLA II se muestran las marcaciones

que se presentan en la tabla de selectividad con su significado.

TABLA II
MARCACIONES QUE SE PRESENTAN EN LAS TABLAS DE SELECTIVIDAD

Marcación	Significado
“N/O”	Relés pertenecientes al elemento fallado, estos deben presentar los tiempos de operación más bajos.
“D” “TC”	Criticidad en su operación respecto a las protecciones del elemento fallado, se deben modificar los ajustes.
“N/O”	No operó el dispositivo de protección principal del elemento fallado, sin embargo, operó un respaldo.
“W” “OK”	Los dispositivos presentan una correcta coordinación.
“N/O”	No hubo operación del dispositivo de protección.

De esta manera es posible realizar la validación de los esquemas de protección de manera rápida y teniendo en cuenta todos los dispositivos asociados al proyecto en cuestión, cabe aclarar que el tiempo requerido para la ejecución del código de programación depende en gran medida del peso y modelamiento de la base de datos, además de la cantidad de casos de estudio y dispositivos de protección a modelar. La cantidad de fallas repercuten en los tiempos de simulación, sin embargo, en cuanto a tiempos de simulación, esta herramienta será muy superior a la realización de cortocircuitos manuales.

V. CONCLUSIONES

La implementación de un automatismo para el análisis de selectividad de las funciones de sobrecorriente disminuye los tiempos de los estudios en sistemas de potencia que pueden contar con unidades de generación distribuida, lo que impulsará el planteamiento de proyectos que involucren energías renovables en el país, beneficiando la matriz energética. Esta solución permite la optimización del proceso de coordinación y selectividad de protecciones. Se aporta un análisis más detallado y completo del estado de los esquemas de protección de sobrecorriente, brindando una perspectiva completa al analista de los puntos críticos del sistema, aumentando la calidad, continuidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Con la contribución de este trabajo, la metodología de barridos de fallas se torna en una herramienta eficaz, ya que además de evaluar una gran cantidad de condiciones topológicas en un sistema de potencia, no se encuentra limitada por la presentación de la información o tiempos de ejecución, por el contrario, permite realizar un análisis general del sistema para una gran cantidad de fallas y realizar modificaciones sobre los ajustes de los dispositivos de protección de manera ágil.

REFERENCIAS

- [1] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying*, 3rd Editio. New York, NY: CRC Press, 2006.
- [2] I. Kiaei, S. Lotfifard, and M. Ghanaatian, “Current-only directional overcurrent protection using postfault current,” *2019 IEEE Texas Power Energy Conf. TPEC 2019*, 2019, doi: 10.1109/TPEC.2019.8662199.
- [3] F. H. Birch, “Protective Relays Application Guide,” *Electron. Power*, vol. 21, no. 15, p. 875, 1975, doi: 10.1049/ep.1975.0913.
- [4] The Electricity Training Association, *Power System Protection 3: Application*, 2nd ed. Institution of Engineering and Technology, 1995.
- [5] Zapata Carlos; Mejia German, “Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales programación lineal,” *Univ. Tecnol. Pereira*, vol. 1, pp. 1–6, 2003, [Online]. Available: revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/articulo/download/7399/4413.
- [6] A. Samadi and R. Mohammadi Chabanloo, “Adaptive coordination of overcurrent relays in active distribution networks based on independent change of relays’ setting groups,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 120, no. March, p. 106026, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106026.
- [7] M. Ghotbi-Maleki, R. Mohammadi Chabanloo, H. Askarian Abyaneh, and M. Zamani, “Considering transient short-circuit currents of wind farms in overcurrent relays coordination using binary linear programming,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. December 2020, p. 107086, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107086.
- [8] S. Ralhan and S. Ray, “Directional overcurrent relays coordination using linear programming intervals: A comparative analysis,” *2013 Annu. IEEE India Conf. INDICON 2013*, 2013, doi: 10.1109/INDICON.2013.6725883.
- [9] M. Castillo, D. Gmeiner, S. Premrudeepreechacharn, and N. Tantichayakorn, “Development of an Approach to Verify, Calculate and Optimise Protection Settings in a DSO Electrical Network,” *2019 IEEE PES GTD Gd. Int. Conf. Expo. Asia, GTD Asia 2019*, pp. 455–459, 2019, doi: 10.1109/GTDAAsia.2019.8715863.
- [10] S. Dadfar and M. Gandomkar, “Augmenting protection coordination index in interconnected distribution electrical grids: Optimal dual characteristic using numerical relays,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. August 2020, p. 107107, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107107.
- [11] M. K. Afifi, H. M. Sharaf, M. M. Sayed, and D. K. Ibrahim, “Comparative Study between Single-Objective and Multi-Objective optimization Approaches for Directional Overcurrent Relays Coordination Considering Different Fault Locations,” in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Jun. 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810815.
- [12] V. Marines and A. Conde, “Computer application by dynamic analysis of overcurrent relay coordination,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 10, no. 4, pp. 1961–1966, 2012, doi: 10.1109/TLA.2012.6272480.
- [13] H. A. Villarroel-Gutierrez, J. C. Quispe, E. Orduna, and M. Molina, “Adaptation of the overload function in an electrical system due to entry generation, using of the overcurrent function and automatic generation disconnection - Dynamic analysis of a particular case,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 4, pp. 696–703, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082212.
- [14] A. E. C. Momesso, W. M. S. Bernardes, and E. N. Asada, “Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 108, no. December 2018, pp. 135–144, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.12.035.
- [15] M. Liu, M. A. A. Murad, J. Chen, and F. Milano, “Modeling of protective relays for transient stability analysis,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2020-Augus, 2020, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281555.
- [16] D. Orazgaliyev, A. Tleubayev, B. Zholdaskhan, H. S. V. S. K. Nunna, A. Dadlani, and S. Doolla, “Adaptive Coordination Mechanism of Overcurrent Relays using Evolutionary Optimization Algorithms for Distribution Systems with DGs,” *SEST 2019 - 2nd Int. Conf. Smart Energy Syst. Technol.*, pp. 5–10, 2019, doi: 10.1109/SEST.2019.8849052.
- [17] M. Barzegari, S. M. Bathaee, and M. Alizadeh, “Optimal coordination of directional overcurrent relays using harmony search algorithm,” in *2010 9th International Conference on*

- Environment and Electrical Engineering*, 2010, vol. 63, no. 2, pp. 321–324, doi: 10.1109/EEEIC.2010.5489935.
- [18] P. A. Bangar and A. A. Kalage, “Optimum coordination of overcurrent and distance relays using JAYA optimization algorithm,” in *2017 International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE)*, Jan. 2017, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICNTE.2017.7947924.
- [19] A. E. C. Momesso, W. M. Wellington, and E. N. Asada, “Adaptive directional overcurrent protection considering stability constraint,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 181, no. August 2019, p. 106190, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106190.
- [20] S. M. E. Ghadiri and K. Mazlumi, “Adaptive protection scheme for microgrids based on SOM clustering technique,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 88, p. 106062, 2020, doi: 10.1016/j.asoc.2020.106062.
- [21] M. Singh, “A q component-based adaptive protection coordination optimisation using overcurrent relays in coordination with fuses for hybrid microgrid,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 15, no. 14, pp. 2061–2074, 2021, doi: 10.1049/gtd2.12156.
- [22] K. Tesser Martin *et al.*, “New adaptive protection algorithm for online overcurrent relay setting in interconnected power systems,” in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, Sep. 2020, pp. 1–6, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326133.
- [23] J. S. Farkhani, M. Zarein, H. Soroushmehr, and H. M. SIEEE, “Coordination of Directional Overcurrent Protection Relay for Distribution Network With Embedded DG,” in *2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KBEI)*, Feb. 2019, pp. 281–286, doi: 10.1109/KBEI.2019.8735025.
- [24] S. Kamel, A. Shaban, A. Korashy, L. Nasrat, J. Yu, and S. Wang, “Short Circuit Analysis and Coordination of Overcurrent Relays for a Realistic Substation Located in Upper Egypt,” *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 2150–2155, 2019, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881785.
- [25] S. Acharya, S. K. Jha, R. Shrestha, A. Pokhrel, and B. Bohara, “An analysis of time current characteristics of adaptive inverse definite minimum time (IDMT) overcurrent relay for symmetrical and un-symmetrical faults,” *2017 Int. Conf. Smart Grids, Power Adv. Control Eng. Icsp. 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 332–337, 2018, doi: 10.1109/ICSPACE.2017.8343453.
- [26] E. Sorrentino and J. V. Rodríguez, “Effects of the curve type of overcurrent functions and the location of analyzed faults on the optimal coordination of directional overcurrent protections,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 88, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.compeleceng.2020.106864.
- [27] M. J. Ramos, E. N. Asada, F. B. Bottura, W. M. S. Bernardes, S. A. de Souza, and M. Oleskovicz, “Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization,” in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 2014, pp. 12.73-12.73, doi: 10.1049/cp.2014.0146.
- [28] N. El Nailly, S. M. Saad, S. Abeid, and H. Saleh, “Improved Over-Current Coordination Using Artificial Intelligence In Benghazi MV-Distribution Network Case Study,” in *Proceedings of the 6th International Conference on Engineering & MIS 2020*, Sep. 2020, pp. 1–6, doi: 10.1145/3410352.3410809.
- [29] M. N. Alam, B. Das, and V. Pant, “Protection coordination scheme for directional overcurrent relays considering change in network topology and OLTC tap position,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 185, no. January, p. 106395, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106395.
- [30] S. S.T.P. and S. S. K., “Application of improved invasive weed optimization technique for optimally setting directional overcurrent relays in power systems,” *Appl. Soft Comput.*, vol. 79, pp. 1–13, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.asoc.2019.03.045.
- [31] D. K. Singh and S. Gupta, “Use of genetic algorithms (GA) for optimal coordination of directional over current relays,” *2012 Students Conf. Eng. Syst. SCES 2012*, pp. 0–4, 2012, doi: 10.1109/SCES.2012.6199087.
- [32] K. Vaity, Harsh, and A. Singh, “Relay Coordination Using Grey Wolf Optimization Method,” in *2022 1st International Conference on Sustainable Technology for Power and Energy Systems (STPES)*, Jul. 2022, no. 2, pp. 1–6, doi: 10.1109/STPES54845.2022.10006643.
- [33] R. R. E. Putra, M. Pujiantara, and V. Lystianingrum, “Modified Grey Wolf Optimization Algorithm for Directional Overcurrent Relays Coordination in Distribution Network With Distributed Generations,” in *2023 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, Jul. 2023, no. 2, pp. 792–797, doi: 10.1109/ISITIA59021.2023.10221072.
- [34] R. Tiwari, R. K. Singh, and N. K. Choudhary, “A Comparative Analysis of Optimal Relay Coordination For Different Network Configuration,” in *2021 1st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE)*, Jan. 2021, no. 2, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358719.
- [35] N. Z. Jamal, M. H. Sulaiman, O. Aliman, Z. Mustaffa, and M. W. Mustafa, “Improved grey wolf optimization algorithm for overcurrent relays coordination,” *2018 9th IEEE Control Syst. Grad. Res. Colloquium, ICSGRC 2018 - Proceeding*, no. August, pp. 7–12, 2018, doi: 10.1109/ICSGRC.2018.8657634.
- [36] R. Thangaraj, T. R. Chelliah, and M. Pant, “Overcurrent relay coordination by Differential Evolution algorithm,” in *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Dec. 2012, pp. 1–6, doi: 10.1109/PEDES.2012.6484298.
- [37] A. Sharma and B. K. Panigrahi, “Framework arrangement of directional relays in meshed networks based on differential evolution algorithm,” *2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2016*, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1109/ICPES.2016.7584081.
- [38] R. Benabid, M. Zellagui, A. Chaghi, and M. Boudour, “Optimal coordination of IDMT directional overcurrent relays in the presence of series compensation using Differential Evolution algorithm,” in *3rd International Conference on Systems and Control*, Oct. 2013, pp. 1049–1054, doi: 10.1109/ICoSC.2013.6750984.
- [39] S. Rodporn, T. Kulworawanichpong, A. Oonsivilai, D. Uthitsunthorn, and R. Oonsivilai, “Optimal coordination of overcurrent relays using differential evolution,” *2012 9th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol. ECTI-CON 2012*, pp. 1–4, 2012, doi: 10.1109/ECTICon.2012.6254279.
- [40] S. K. Hippensteele, M. Chesney-Lind, and R. Veniegas, “Study of Relay Protection Modeling and Simulation on the Basis of DIGSILENT,” *Women Crim. Justice*, vol. 8, no. 1, pp. 3–26, 1996, doi: 10.1300/j012v08n01_02.
- [41] IEEE, *IEEE recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems sponsor industrial and commercial power systems department of the IEEE industry applications society IEEE-SA standards board*, vol. 2001. 1986, 2001.
- [42] A. Jaffe and A. Jaffe, “SEL-421-4, - 5 Protection, Automation, and Control System Instruction Manual,” *W. Things Go*, pp. 1–34, 2015, doi: 10.5749/minnesota/9780816692019.003.0001.
- [43] ABB, “Line distance protection REL670 Application manual,” p. 834, 2012, [Online]. Available: https://library.e.abb.com/public/d0b4ec9f3ab846bc9edf7a398e7aa7d7/1MRK506338-UEN_B_en_Application_manual_Line_distance_protection_REL670_2.0_IEC.pdf.
- [44] Siemens, “SIPROTEC Distance Protection 7SA6,” pp. 1–652, 2003, [Online]. Available:

https://cache.industry.siemens.com/dl/files/386/109743386/att_903667/v1/7SA6xx_Manual_A9_V047100_en.pdf.

- [45] G. E. Multilin, "D60 Line Distance Relay," 2002, [Online]. Available: <https://sertecrelays.net/wp-content/uploads/2019/02/d60man.pdf>.
- [46] IEB, "Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN - Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico colombiano," *Burgos, Arman.*, no. 4500012147, p. 205, 2000, [Online]. Available: https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/2018-07-19-guias_protecciones.pdf.



Juan S. Arboleda. Received his B.Sc. from Universidad Nacional de Colombia – Facultad de Minas, Medellín – Colombia, in 2019. He received his M.S. degree in Engineering from Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín – Colombia, and he is working at Empresas Públicas de Medellín E.S.P (EPM). His research interests include

the coordination of protective devices and the operation and analysis of power systems.



Jorge W. González. Electrical Eng., MSc. and PhD. professor at Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín – Colombia, in Electrical Eng. Faculty. Formerly, he was with HVM Consulting, Siemens PTD Germany and for Utility EPM. He was researcher at Univ. Kempten and Power Systems Inst. Erlangen Univ.

Germany. His research activities include protective relaying, power systems, HVDC, FACTS and renewable energies.



Idi A. Isaac. Electrical Eng., MSc. and PhD. At present researcher and professor at Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín – Colombia in Electrical Eng. Faculty. He has worked for multiple industrial projects and for Transmission System Owner, ISA, as guest researcher.