





Article

# Optimal coordination of over-current relays in microgrid considering European and North American curves using directional over-current relays

León Felipe Serna-Montoya <sup>1,†,‡</sup> , Sergio D. Saldarriaga-Zuluaga <sup>2,†</sup> , Jesús M. López-Lezama <sup>2</sup>  and Nicolás Muñoz-Galeano <sup>2</sup> 

<sup>1</sup> Affiliation 1; e-mail@e-mail.com

<sup>2</sup> Affiliation 2; e-mail@e-mail.com

\* Correspondence: e-mail@e-mail.com; Tel.: (optional; include country code; if there are multiple corresponding authors, add author initials) +xx-xxxx-xxx-xxxx (F.L.)

† Current address: Affiliation 3.

‡ These authors contributed equally to this work.

**Abstract:** A single paragraph of about 200 words maximum. For research articles, abstracts should give a pertinent overview of the work. We strongly encourage authors to use the following style of structured abstracts, but without headings: (1) Background: place the question addressed in a broad context and highlight the purpose of the study; (2) Methods: describe briefly the main methods or treatments applied; (3) Results: summarize the article's main findings; (4) Conclusions: indicate the main conclusions or interpretations. The abstract should be an objective representation of the article, it must not contain results which are not presented and substantiated in the main text and should not exaggerate the main conclusions.

**Keywords:** keyword 1; keyword 2; keyword 3 (List three to ten pertinent keywords specific to the article; yet reasonably common within the subject discipline.)

## 1. Introduction

Las microrredes son sistemas eléctricos de distribución de energía que pueden funcionar de manera autónoma o conectados a la red eléctrica principal. En la actualidad, las microrredes están ganando popularidad debido a la integración de fuentes de energía renovable, como la energía solar y eólica, en los sistemas de energía eléctrica [1,2]. Una de las principales ventajas de las microrredes es su capacidad para proporcionar una fuente de energía más segura y confiable a las comunidades aisladas o remotas, especialmente en regiones con una red eléctrica subdesarrollada [1]. Sin embargo, la integración de fuentes de energía renovable en las microrredes plantea desafíos significativos, como la variabilidad y la incertidumbre en la generación de energía, lo que puede afectar la estabilidad y la calidad de la energía suministrada [3,4]. Por lo tanto, se requiere una coordinación adecuada de los sistemas de protección y control en las microrredes, utilizando algoritmos de optimización adecuados para garantizar la estabilidad y la seguridad del sistema [5–7].

La coordinación de relés de sobrecorriente es un tema importante en los sistemas de micro-redes con alta penetración de generación distribuida. Diversos estudios han abordado esta problemática, proponiendo diferentes algoritmos de optimización para lograr una coordinación óptima de los relés. En [6], se presenta una estrategia de coordinación de relés de sobrecorriente basada en la lógica difusa y se valida su efectividad mediante simulaciones. Por otro lado, en [8], se propone un algoritmo híbrido de optimización por enjambre de partículas para obtener la coordinación óptima de los relés. Por último, en [7], se presenta una mejora en el algoritmo de optimización de enjambre de partículas adaptativo (APSO) para la coordinación de relés de sobrecorriente en microrredes. Estos

**Citation:** Lastname, F.; Lastname, F.; Lastname, F. Title. *Journal Not Specified* **2023**, *1*, 0. <https://doi.org/>

Received:

Revised:

Accepted:

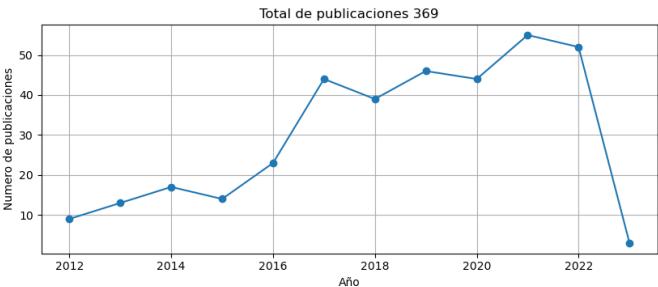
Published:

**Copyright:** © 2023 by the authors. Submitted to *Journal Not Specified* for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

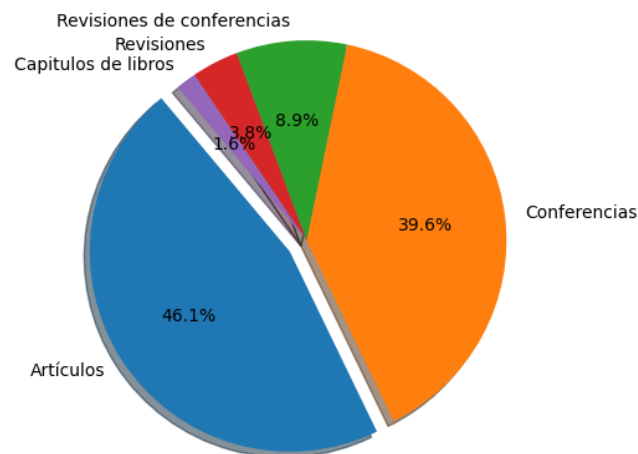
estudios destacan la importancia de la coordinación de los relés de sobrecorriente en los sistemas de micro-redes y proponen diversas soluciones para mejorar su eficacia.

2. Revisión de literatura

En [9] es reportada una revisión de literatura que ilustra el aporte de investigadores en la protección de MGs, enfocado en protecciones adaptativas. Los relés de sobre corriente direccionales (DOCRs) adaptativos son protecciones que tienen un grupo de parámetros establecidos de forma offline, cada grupo de parámetros es activado de manera remota (comunicaciones industriales) por un controlador maestro centralizado o descentralizado que identifica los escenarios operativos y define el grupo de parámetro que debe establecerse en cada protección. Comercialmente los grupos de parámetros son limitados a 4 conjuntos de parámetros. En [9], es analizado estadísticamente el problema de la coordinación de protecciones en MGs, según los autores hallaron 1417 publicaciones relacionadas con protecciones en MGs, mientras que 25521 publicaciones relacionadas con MGs, concluyendo que un 18% de las publicaciones son enfocadas en la protección de las MGs. Ilustrando que el *knowledge gap* (KG) es evidente y la comunidad científica está altamente interesada en hallar soluciones en la coordinación de protecciones en MGs.

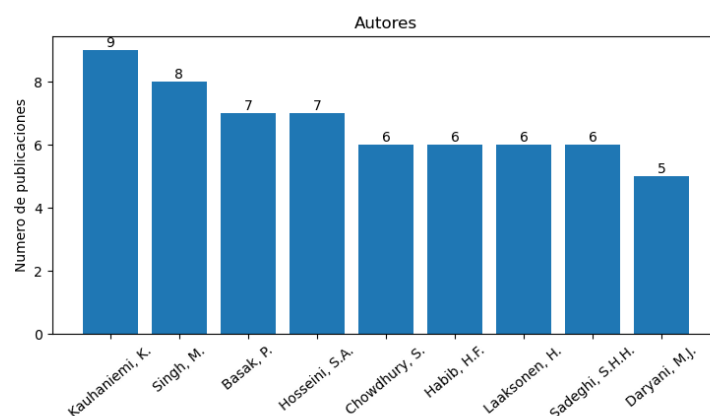


**Figure 1.** Total de publicaciones anuales con el tema de protecciones adaptativas en MGs. Los autores de [9] proponen una estructura similar para las siguientes gráficas, sin embargo, éstas fueron actualizadas al estado de arte contemporáneo, empleando algoritmos de búsqueda en el gestor de base de datos *Scopus*. Los algoritmos de búsqueda usados para construir las siguientes gráficas son similares a los reportados por los autores, para efectos comparativos y de consistencia en la información. La figura 1 tiene en su eje de abscisas el año, mientras que el eje de las ordenadas muestra el total de publicaciones anuales con el tema de protecciones adaptativas en MGs, evidenciando una tendencia alcista de la comunidad científica en el tema de protecciones adaptativas en MGs, considerando el número de publicaciones anuales.



**Figure 2.** Tipo de publicaciones sobre protecciones adaptativas en MGs.

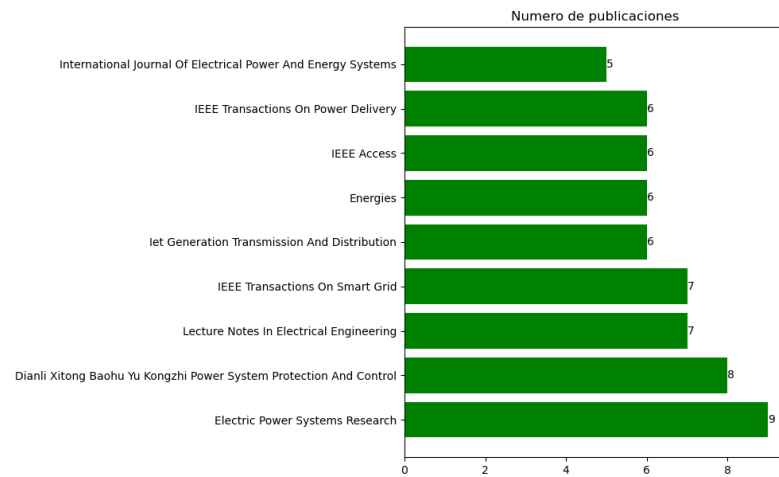
La figura 2 es una gráfica tipo torta, representando el tipo de publicaciones asociadas al tema de protecciones adaptativas en MGs. Note que, el gran porcentaje es dado para artículos en revistas indexadas y conferencias internacionales, sumando un 85.7%. El tema de las protecciones adaptativas en microrredes ha sido objeto de investigación por varios autores, entre los que destacan: Kauhaniemi et al. [10] que propusieron un método de protección basado en la medición de la impedancia de la red eléctrica, que es capaz de adaptarse a diferentes configuraciones de la microrred. Singh y Mishra [11] desarrollaron un algoritmo de protección que utiliza redes neuronales artificiales para la detección de fallas en la microrred. Por su parte, Basak et al. [12] propusieron un esquema de protección adaptativa que utiliza la transformada Wavelet y técnicas de clasificación de patrones para la detección de fallas. Todos estos autores han contribuido significativamente al desarrollo de técnicas de protección adaptativa para microrredes, lo que es fundamental para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. El aporte de los tres principales autores ha sido mencionado, complementando la figura 3 que muestra los autores más prominentes en el área por la cantidad de publicaciones. El eje de abscisas son los autores y las ordenadas el número de publicaciones en el área.



**Figure 3.** Principales investigadores en tema de protecciones adaptativas en MGs.

El área de protecciones adaptativas en microrredes ha sido objeto de estudio por varios autores en diferentes revistas. Entre las más destacadas se encuentran Electric Power Systems Research, Dianli Xitong Baohu Yu Kongzhi Power System Protection And Control,

Lecture Notes In Electrical Engineering y IEEE Transactions On Smart Grid. Los autores de Electric Power Systems Research, Kauhaniemi et al. [10], propusieron un método de protección basado en la medición de la impedancia de la red eléctrica, que es capaz de adaptarse a diferentes configuraciones de la microrred. Wang et al. [13], en su trabajo publicado en Dianli Xitong Baohu Yu Kongzhi Power System Protection And Control, presentaron una revisión completa de los desarrollos más recientes en protecciones adaptativas para microrredes. Zhang et al. [14], en su trabajo publicado en Lecture Notes In Electrical Engineering, propusieron un esquema de protección que combina técnicas de filtrado y algoritmos de detección de fallas para mejorar la confiabilidad del sistema. Finalmente, Meng et al. [15], en su trabajo publicado en IEEE Transactions On Smart Grid, propusieron un método de protección adaptativa basado en un modelo de regresión logística y técnicas de aprendizaje automático para la detección de fallas. Todos estos autores han contribuido significativamente al desarrollo de técnicas de protección adaptativa para microrredes, lo que es fundamental para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico en MGs. La figura 4 muestra las principales revistas, relacionando el nombre de las revistas indexadas con el número de publicaciones en el área.



**Figure 4.** Principales revistas en tema de protecciones adaptativas en MGs.

### 3. Metodología

#### 3.1. Modelo de optimización

La ecuación 1 representa la función objetivo del modelo de optimización, minimizando el tiempo de operación. La expresión  $t_{if}$  es el tiempo de operación en segundos del relé  $i$  al presentarse una falla  $f$ . De igual forma,  $m$  es el numero total de relés en el sistema y  $n$  el numero de fallas en cada línea del sistema.

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

A continuación son descritas las restricciones del modelo de optimización. La ecuación 2 modela la selectividad del sistema entre cada pareja de relés, mediante la resta del tiempo de operación del relé principal respecto al relé de respaldo. Conservando la nomenclatura mencionada anteriormente, el relé principal  $i$  actua sobre la falla  $f$ . De manera similar, el relé de respaldo  $j$  frente a la falla  $f$ , note que ambos relés son operativos para la misma falla  $f$ . Finalmente, Coordination Time Interval (CTI) es la diferencia operativa entre el relé principal y relé de respaldo, esta restricción permite modelar el criterio de selectividad del sistema. Usualmente es usado en un rango de 0.2 a 0.5 segundos, En este caso en particular es definido en 0.3 segundos para efectos comparativos entre las publicaciones técnicas.

$$t_{jf} - t_{if} \geq CTI \quad (2)$$

La ecuación 3 muestra la forma de calcular el tiempo operativo  $t_{if}$  de cada relé frente a cada falla. Cada relé tiene un conjunto de 5 parámetros asociados  $TMS$ ,  $PSM$ ,  $A$ ,  $B$ , y  $C$ . donde  $TMS$  es el Time Multiplier Settings,  $PSM$  es el Plug Setting Multiplier; Mientras que  $A$ ,  $B$ , y  $C$  son los parámetros asociados a cada tipo de curva estandarizada, el detalle de estos parámetros será abordado posteriormente con mayor profundidad.

$$t_{if} = \frac{A \cdot TMS_i}{PSM_{if}^B - 1} + C \quad (3)$$

El  $PSM$  es una función de la corriente de falla  $I_{if}$  vista por cada relé  $i$  y la corriente de pickup ( $i_{pickup_i}$ ), la corriente de falla  $I_{if}$  corresponde a la medida tomada por los relés de corriente (CTs) y su relación de transformación, mientras que,  $i_{pickup_i}$  es la corriente máxima de operación de las cargas, la cual es establecida por cada relé  $i$ . La ecuación 4 representa la función anteriormente mencionada.

$$PSM_{if} = \frac{I_{if}}{i_{pickup_i}} \quad (4)$$

La ecuación 5 presenta los limites de tiempo de operación dentro del limite inferior  $t_{imin}$  y superior  $t_{imax}$ . Asegurando que, el limite inferior no sea negativo y el superior en un rango tolerable.

$$t_{imin} \leq t_{if} \leq t_{imax} \quad (5)$$

La ecuación 6 describe una innovadora restricción reportada en la literatura técnica, convencionalmente  $PSM_{max}$  es un parámetro fijo, sin embargo, en [16] ha sido considerado como una variable de decisión, en el presente modelo también es usada la restricción de la ecuación 6 con base en los mejores resultados reportados en el proceso de optimización. La ecuación 7 describe los limites superior  $PSM_{imax}$  e inferior  $PSM_{imin}$ , según los modelos clásicos.

$$\alpha \leq PSM_{imax} \leq \beta \quad (6)$$

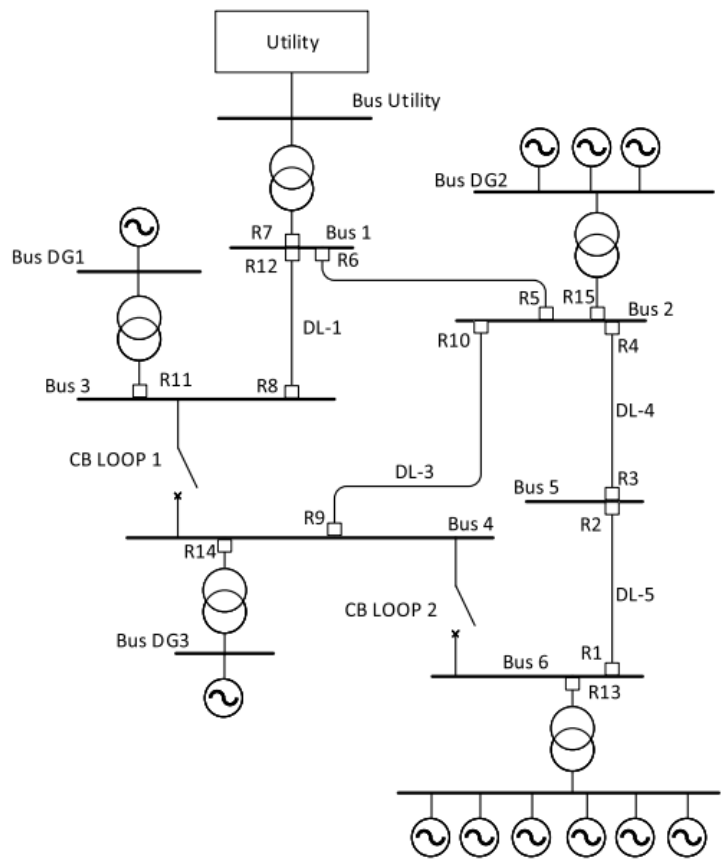
$$PSM_{imin} \leq PSM_i \leq PSM_{imax} \quad (7)$$

El modelo de optimización tiene asociadas dos restricciones adicionales, la primera para la curva característica (ecuación 3) y la segunda que dicha curva pertenezca a las curvas estandar de los fabricantes americanos o europeos. La segunda ecuación mencionada es 8, donde  $SCC_i$  hace referencia a la  $i$ -esima curva estandar y  $\Omega_c$  es el conjunto de curvas estandar. En la siguiente sección se profundizara sobre los conjuntos de curvas  $\Omega_c$  y los parámetros de la ecuación 3.

$$SCC_i \in \Omega_c \quad (8)$$

### 3.2. Metodología de la simulación

International Electrotechnical Commission (IEC) es la entidad que provee algunas topologías de investigación, orientadas al desarrollo de nuevas metodologías y coordinación de protecciones propuestos por la comunidad científica. La figura 5 ilustra la MG IEC de pruebas, los parámetros de la MG son descritos en ???. Las simulaciones de las fallas fueron calculadas en el software DIgSilent Power Factory 2022 SP2, usando el metodo IEC 60909 con fallas trifásicas al 50% de cada línea. La MG de pruebas contiene 6 barras, con 5 líneas, incluyendo generación distribuida y la conexión a la red. Adicionalmente, esta MG de pruebas tiene embebidos dos interruptores CBLOOP1 y CBLOOP2, los cuales son encargados de habilitar dos lazos, enmallando el sistema.



**Figure 5.** IEC MG

La tabla 1 ilustra las fallas de F1 a F5, relacionando las líneas en las cuales son efectuadas las fallas trifásicas a la mitad de la línea, llamadas DL-1 a DL-5, la ubicación de las líneas en la IEC MG puede ser observada en la figura 5. En el encabezado relaciona los modos operativos del OM1 al OM4 con las corrientes de cortocircuito, calculando los valores de cortocircuito con el método IEC06909 los valores están mencionados en kiloamperios, mediante simulaciones en Power Factory DIgSilent. Note que como fue mencionado anteriormente, los niveles de cortocircuito sufren cambios bruscos entre cada cambio de modo operativo.

**Table 1.** Fallas y corrientes de cortocircuito asociado a cada línea

Fallas	Lineas	OM1	OM2	OM3	OM44
F1	DL-5	3695	6296	4293	3941
F2	DL-4	5130	8725	6363	4158
F3	DL-2	8375	11891	10116	3558
F4	DL-1	5130	6989	6428	3188
F5	DL-3	3695	5904	4223	3590

<sup>a</sup> DL, son las líneas donde se hace la falla.

La tabla 2 ilustra los modos operativos considerados en el presente artículo, en la figura 5 es ilustrada la posición de cada unidad de generación distribuida y su barra asociada. En la tabla 2 el numero 1 indica que la unidad de generación está entregando energía a la red, en caso contrario, cuando el numero 0 aparece indica que la unidad no está entregando energía a la red. En todos los escenarios considerados en este artículo los interruptores CBLOOP1 y CBLOOP son considerados abiertos. Adicionalmente, La conexión con la red siempre está presente, en otras palabras, no es considerado el modo aislado.

**Table 2.** Modos de operación

Modos de operación	Red	GD1	GD2	GD3	GD4
OM1	1	0	0	0	0
OM2	1	1	1	1	1
OM3	1	1	1	0	0
OM4	0	1	1	1	1

1 indica encendido y 0 indica apagado.

La tabla 3 especifica la relación de transformación del transformador de corriente (RCT) asociado a cada relé (Rx). Adicionalmente, la columna  $i_{pickup}$  especifica la corriente de arranque definida por la carga para cada relé. La ubicación de los relés sobre la MG IEC de pruebas se puede observar en la figura 5

**Table 3.** RCT y  $i_{pickup}$  para cada relé

Relé	RCT	$i_{pickup}$
R1	400	0.5
R2	400	0.5
R3	400	0.5
R4	400	0.5
R5	400	0.5
R6	400	0.5
R7	1200	1
R8	400	0.5
R9	400	0.5
R10	400	0.5
R11	400	0.65
R12	400	0.5
R13	400	0.88
R14	400	0.65
R15	400	0.55

### 3.3. Curvas características estándar

La protección de sistemas eléctricos es esencial para garantizar la seguridad y la confiabilidad del suministro eléctrico. Entre los diferentes dispositivos de protección, los relés de sobrecorriente son ampliamente utilizados debido a su simplicidad y bajo costo. Sin embargo, para garantizar una protección efectiva, es necesario ajustar adecuadamente los parámetros de los relés y coordinarlos adecuadamente.

El ajuste de los parámetros de los relés de sobrecorriente se basa en las características de los mismos, que se expresan en términos de curvas características. Estas curvas se utilizan para ajustar los valores de los parámetros de los relés, como la corriente nominal, la corriente de ajuste, el tiempo de operación, entre otros.

En [17] es presentado un enfoque unificado para modelar todas las curvas características estándar utilizadas en los relés de sobrecorriente de tiempo inverso. Este enfoque es útil para simular y optimizar la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos. También es presentada una breve introducción a los relés de sobrecorriente y su importancia en la protección de los sistemas eléctricos. Luego, se discute la necesidad de modelar matemáticamente las características de los relés para poder simular y optimizar la coordinación de protecciones en el sistema eléctrico.

En [17] el autor presenta una metodología para modelar todas las curvas características estándar. El enfoque se basa en la transformación de las curvas características a un espacio común utilizando la transformación de Box-Cox. Luego, se puede utilizar un modelo matemático unificado para ajustar y simular todas las curvas. La metodología propuesta



por el autor es útil para simplificar el proceso de ajuste de los parámetros de los relés, ya que permite comparar diferentes curvas características y ajustar los parámetros de manera más precisa y eficiente. El autor presenta las diferentes curvas características estándar utilizadas en los relés de sobrecorriente de tiempo inverso, incluyendo las curvas IEC, IEEE y ANSI. Se explica cómo estas curvas se utilizan para ajustar los parámetros de los relés y cómo se pueden comparar entre sí.

La tabla 4 muestra los coeficientes estándar más populares utilizados para calcular el tiempo de operación de los relés europeos y norteamericanos en función del tipo de curva de tiempo-corriente. Las abreviaciones utilizadas en la tabla son: IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), US (Estados Unidos), CO (Operación Característica), RECT (Rectificador) y EDF (Electricité de France). Cada tipo de curva tiene su conjunto único de coeficientes estándar que se utilizan para calcular el tiempo de operación del relé en función de la corriente que fluye a través de él. La elección del tipo de curva y los coeficientes estándar dependen del tipo de aplicación y de las especificaciones del sistema eléctrico en el que se utilizará el relé.

**Table 4.** Most popular standard coefficients for calculating the operating time of European and North American relays.

Tipo de curva <sup>a)</sup>	Standard	B	A	C
IEC Standard Inverse (SI)	IEC/A	0.02	0.14	0
IEC Very Inverse (VI)	IEC/B	1	13.5	0
IEC Extremely Inverse (EI)	IEC/C	2	80	0
IEC Ultra-Inverse (UI)	IEC	2.5	315.2	0
IEC Long Time Inverse (LTI)	IEC/UK	1	120	0
IEC Short Time Inverse (STI)	IEC/FR	0.04	0.05	0
IEEE Long Time Inverse	IEEE	0.02	0.086	0.185
IEEE Long Time Very Inverse	IEEE	2	28.55	0.712
IEEE Long Time Extremely Inverse	IEEE	2	64.07	0.25
IEEE Moderately Inverse	IEEE/IEC/D	0.02	0.0515	0.114
IEEE Very Inverse	IEEE/IEC/E	2	19.61	0.491
IEEE Extremely Inverse	IEEE/IEC/F	2	28.2	0.1217
IEEE Short Time Inverse	IEEE	0.02	0.167	58.118
IEEE Short Time Extremely Inverse	IEEE	2	1.281	0.005
US Moderately Inverse (U1)	US	0.02	0.0104	0.2256
US Inverse <sup>b)</sup> (U2)	US	2	5.95	0.18
US Very Inverse (U3)	US	2	3.88	0.963
US Extremely Inverse (U4)	US	2	5.67	0.0352
US Short Time Inverse (U5)	US	0.02	0.00342	0.00262
CO short time inverse (CO2)	CO	0.02	0.023	0.01694
CO long time (CO5)	CO	1.1	4.842	1.967
CO definite minimum time (CO6)	CO	1.4	0.3164	0.1934
CO moderately inverse time (CO7)	CO	0.02	0.0094	0.0366
CO time inverse (CO8)	CO	2	5.95	0.18
CO very inverse time (CO9)	CO	2	4.12	0.0958
CO extremely inverse time (CO11)	CO	2	5.57	0.028
UK Rectifier Protection	RECT	5.6	45900	0
BNP (EDF)	EDF	2	1000	0.655

El aporte principal de este artículo es la inclusión del rango de curvas estándar para el modelo de optimización. En resumen, el enfoque unificado presentado por el autor en [17] para modelar todas las curvas características estándar de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso resulta muy útil para simular y optimizar la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos. La metodología propuesta permite comparar diferentes curvas características y ajustar los parámetros de manera más precisa y eficiente, lo que simplifica el proceso de ajuste de los relés. Además, la tabla 4 muestra los coeficientes estándar más



utilizados para calcular el tiempo de operación de los relés, lo que es útil para elegir el tipo de curva y los coeficientes adecuados en función del tipo de aplicación y de las especificaciones del sistema eléctrico en el que se utilizará el relé. En definitiva, los coeficientes estándar más populares son utilizados para calcular el tiempo de operación de los relés europeos y norteamericanos en función del tipo de curva de tiempo-corriente, este aporte permite ampliar el espacio de búsqueda con los parámetros A, B y C de la ecuación 3.

#### 4. Results

##### 4.1. Resultados para el modo operativo 1 (OM1)

La tabla 5 muestra los parámetros de coordinación para OM1. En la tabla 5 son presentados los valores de  $TMS_i$ ,  $PSM_{imax}$  y las curvas características de tiempo-corriente  $SCC_i$  para cada uno de los relés. Note que existen valores de  $TMS_i$  y  $PSM_{imax}$  que no están definidos para algunos relés, lo que indica que dichos relés no pueden ver la falla en este OM1, reflejando que estos relés no son relevantes para la protección del sistema en el OM1. Los valores de  $SCC_i$  indican las curvas características de tiempo-corriente que se utilizan en la función de disparo de cada relé. Estas características se utilizan para determinar el tiempo de operación de los relés en función de la corriente de falla que se está detectando.

**Table 5.** Coordination parameters for OM1

Relay	$TMS_i$	$PSM_{imax}$	$SCC_i$
Relay1			
Relay2	0.050	11.614	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay3			
Relay4	1.420	12.857	IEC Ultra-Inverse (UI)
Relay5			
Relay6	3.566	10.204	IEC Extremely Inverse (EI)
Relay7	4.403	0.050	US Short Time Inverse (U5)
Relay8			
Relay9			
Relay10	0.050	9.667	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay11			
Relay12	0.050	10.193	IEC Ultra-Inverse (UI)
Relay13			
Relay14			
Relay15			

##### 4.2. Resultados para el modo operativo 2 (OM2)

La tabla 6 muestra los parámetros de coordinación para el modo operativo OM2. Los valores de  $TMS_i$ ,  $PSM_{imax}$  y las características de tiempo-corriente  $SCC_i$  son presentados para cada uno de los relés. En OM2, tanto la fuente de alimentación principal (red) como todas las plantas de generación distribuida están disponibles para satisfacer la demanda, por ende la tabla 6 especifica los valores de  $TMS_i$ ,  $SCC_i$  y  $PSM_{imax}$  para cada relé, dada la disponibilidad de recursos energéticos. Es importante destacar que la metodología utilizada logró una coordinación adecuada entre los relés principales y de respaldo en todas las fallas evaluadas en OM2.

**Table 6.** Coordination parameters for OM2

Relay	$TMS_i$	$PSM_{imax}$	$SCC_i$
Relay1	0.050	10.048	IEEE Long Time Extremely Inverse
Relay2	0.050	10.435	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay3	0.050	1.642	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay4	2.519	6.276	IEC Ultra-Inverse (UI)
Relay5	2.371	14.167	US Extremely Inverse (U4)
Relay6	3.699	11.107	IEC Extremely Inverse (EI)
Relay7	0.669	0.050	US Moderately Inverse (U1)
Relay8	1.443	0.162	US Extremely Inverse (U4)
Relay9	0.050	2.439	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay10	0.050	9.433	IEC Ultra-Inverse (UI)
Relay11	0.751	6.534	IEC Short Time Inverse (STI)
Relay12	0.050	7.639	UK Rectifier Protection
Relay13	2.549	10.848	CO very inverse time (CO9)
Relay14	0.338	3.462	IEC Short Time Inverse (STI)
Relay15	1.122	1.574	CO moderately inverse time (CO7)

#### 4.3. Resultados para el modo operativo 3 (OM3)

230

**Table 7.** Coordination parameters for OM3

Relay	$TMS_i$	$PSM_{imax}$	$SCC_i$
Relay1			
Relay2	0.050	7.935	UK Rectifier Protection
Relay3			
Relay4	2.031	13.204	IEC Ultra-Inverse (UI)
Relay5	1.663	8.865	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay6	7.619	12.640	IEEE Extremely Inverse
Relay7	4.969	0.050	US Short Time Inverse (U5)
Relay8	7.799	1.794	CO definite minimum time (CO6)
Relay9			
Relay10	0.050	13.137	UK Rectifier Protection
Relay11	1.794	13.003	US Extremely Inverse (U4)
Relay12	0.050	8.481	IEC Ultra-Inverse (UI)
Relay13			
Relay14			
Relay15	3.476	6.220	US Short Time Inverse (U5)

4.4. Resultados para el modo operativo 4 (OM4)

Table 8. Coordination parameters for OM4

Relay	$TMS_i$	$PSM_{imax}$	$SCC_i$
Relay1	0.351	5.947	IEEE Extremely Inverse
Relay2	0.050	4.430	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay3	0.050	8.233	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay4	5.697	12.062	UK Rectifier Protection
Relay5	4.485	7.772	UK Rectifier Protection
Relay6	3.660	1.868	US Short Time Inverse (U5)
Relay7			
Relay8	3.005	12.890	CO very inverse time (CO9)
Relay9	0.050	10.381	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay10	0.050	10.429	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay11	0.192	8.195	IEC Very Inverse (VI)
Relay12	0.050	5.246	IEEE Short Time Extremely Inverse
Relay13	0.726	3.953	IEC Short Time Inverse (STI)
Relay14	0.064	10.499	IEC Very Inverse (VI)
Relay15	3.578	9.977	US Short Time Inverse (U5)

Please punctuate equations as regular text. Theorem-type environments (including propositions, lemmas, corollaries etc.) can be formatted as follows:

**Theorem 1.** *Example text of a theorem.*

The text continues here. Proofs must be formatted as follows:

**Proof of Theorem 1.** Text of the proof. Note that the phrase “of Theorem 1” is optional if it is clear which theorem is being referred to. □

The text continues here.

5. Discussion

6. Conclusions

**Author Contributions:** For research articles with several authors, a short paragraph specifying their individual contributions must be provided. The following statements should be used “Conceptualization, X.X. and Y.Y.; methodology, X.X.; software, X.X.; validation, X.X., Y.Y. and Z.Z.; formal analysis, X.X.; investigation, X.X.; resources, X.X.; data curation, X.X.; writing—original draft preparation, X.X.; writing—review and editing, X.X.; visualization, X.X.; supervision, X.X.; project administration, X.X.; funding acquisition, Y.Y. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.”, please turn to the [CRediT taxonomy](#) for the term explanation. Authorship must be limited to those who have contributed substantially to the work reported.

**Funding:** Please add: “This research received no external funding” or “This research was funded by NAME OF FUNDER grant number XXX.” and and “The APC was funded by XXX”. Check carefully that the details given are accurate and use the standard spelling of funding agency names at <https://search.crossref.org/funding>, any errors may affect your future funding.

**Institutional Review Board Statement:** In this section, you should add the Institutional Review Board Statement and approval number, if relevant to your study. You might choose to exclude this statement if the study did not require ethical approval. Please note that the Editorial Office might ask you for further information. Please add “The study was conducted in accordance with the Declaration of Helsinki, and approved by the Institutional Review Board (or Ethics Committee) of NAME OF INSTITUTE (protocol code XXX and date of approval).” for studies involving humans. OR “The animal study protocol was approved by the Institutional Review Board (or Ethics Committee) of NAME OF INSTITUTE (protocol code XXX and date of approval).” for studies involving animals. OR

“Ethical review and approval were waived for this study due to REASON (please provide a detailed justification).” OR “Not applicable” for studies not involving humans or animals.

**Informed Consent Statement:** Any research article describing a study involving humans should contain this statement. Please add “Informed consent was obtained from all subjects involved in the study.” OR “Patient consent was waived due to REASON (please provide a detailed justification).” OR “Not applicable” for studies not involving humans. You might also choose to exclude this statement if the study did not involve humans.

Written informed consent for publication must be obtained from participating patients who can be identified (including by the patients themselves). Please state “Written informed consent has been obtained from the patient(s) to publish this paper” if applicable.

**Data Availability Statement:** We encourage all authors of articles published in MDPI journals to share their research data. In this section, please provide details regarding where data supporting reported results can be found, including links to publicly archived datasets analyzed or generated during the study. Where no new data were created, or where data is unavailable due to privacy or ethical re-strictions, a statement is still required. Suggested Data Availability Statements are available in section “MDPI Research Data Policies” at <https://www.mdpi.com/ethics>.

**Acknowledgments:** In this section you can acknowledge any support given which is not covered by the author contribution or funding sections. This may include administrative and technical support, or donations in kind (e.g., materials used for experiments).

**Conflicts of Interest:** Declare conflicts of interest or state “The authors declare no conflict of interest.” Authors must identify and declare any personal circumstances or interest that may be perceived as inappropriately influencing the representation or interpretation of reported research results. Any role of the funders in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results must be declared in this section. If there is no role, please state “The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses, or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results”.

**Sample Availability:** Samples of the compounds ... are available from the authors.

**Abbreviations**

The following abbreviations are used in this manuscript:

MDPI	Multidisciplinary Digital Publishing Institute
DOAJ	Directory of open access journals
TLA	Three letter acronym
LD	Linear dichroism

**Appendix A**

*Appendix A.1*

The appendix is an optional section that can contain details and data supplemental to the main text—for example, explanations of experimental details that would disrupt the flow of the main text but nonetheless remain crucial to understanding and reproducing the research shown; figures of replicates for experiments of which representative data are shown in the main text can be added here if brief, or as Supplementary Data. Mathematical proofs of results not central to the paper can be added as an appendix.

**Table A1.** This is a table caption.

Title 1	Title 2	Title 3
Entry 1	Data	Data
Entry 2	Data	Data

## Appendix B

All appendix sections must be cited in the main text. In the appendices, Figures, Tables, etc. should be labeled, starting with “A”—e.g., Figure A1, Figure A2, etc.

## References

1. Farooq, M.U.; Alfares, M.A. Microgrid: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2017**, *72*, 693–709.
2. Chen, X.; Wu, J.; Shao, Z.; Wang, S.; Lu, J.; Cui, D. A Review on Energy Management of Microgrids. *Energies* **2020**, *13*, 320.
3. Khan, B.; Islam, S.M.; Khan, S.M.; Afzal, M.T.; Iqbal, A. Control and management of inverter-based distributed generation systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2019**, *112*, 852–869.
4. Wang, X.; Zhang, J.; Zhao, W.; Liu, J. A review of microgrid control strategies based on three-level hierarchical structure. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2020**, *119*, 109583.
5. Optimal coordination of overcurrent relays in microgrid using a hybrid particle swarm optimization algorithm.
6. Chen, Y.; Shao, Z.; Hu, W.; Li, Y.; Gu, Y. Coordination of Overcurrent Relays for Microgrid with High Penetration of Distributed Generations. *IEEE Transactions on Power Delivery* **2021**, *36*, 849–860. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.3017879>.
7. Li, Q.; Li, Z.; Li, L.; Li, Y.; Li, H. An improved APSO algorithm for over-current relay coordination of microgrids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **2021**, *133*, 106857. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106857>.
8. Akhtar, M.A.; Ali, A.; Muhammad, A.; Akhtar, M.A. Optimal coordination of overcurrent relays in microgrid using a hybrid particle swarm optimization algorithm. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2021**, *47*, 101477. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101477>.
9. Damanjani, A.; Abardeh, M.H.; Azarfar, A.; Hojjat, M. A statistics-based review of microgrid protection with a concentration on adaptive protection. *International Review of Applied Sciences and Engineering* **2021**, *12*, 312–323. <https://doi.org/10.1556/1848.2021.00306>.
10. Kauhaniemi, K.; Hänninen, S.; Partanen, J. Adaptive impedance-based protection for microgrids. *Electric Power Systems Research* **2016**, *136*, 340–350.
11. Singh, M.; Mishra, S. A novel adaptive protection scheme for microgrid using artificial neural network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **2018**, *95*, 500–510.
12. Basak, P.; Ghoshal, S.; Das, D. An adaptive protection scheme for microgrid using wavelet-based feature extraction and pattern classification techniques. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2020**, *41*, 100815.
13. Wang, J.; Yan, W.; Wei, L.; Dong, Z. Review of recent development in adaptive protection of microgrid. *Dianli Xitong Baohu yu Kongzhi/Power System Protection and Control* **2019**, *47*, 1–10.
14. Zhang, Y.; Li, H.; Li, W.; Zhang, X. Microgrid fault detection and protection scheme based on filter and SVM algorithm. In *Proceedings of the Lecture Notes in Electrical Engineering*. Springer, 2018, Vol. 462, pp. 77–88.
15. Meng, Y.; Yang, S.; Li, Q.; Li, Z. An adaptive protection method for microgrids based on logistic regression model. *IEEE Transactions on Smart Grid* **2019**, *10*, 2442–2452.
16. Saldarriaga-Zuluaga, S.D.; López-Lezama, J.M.; Muñoz-Galeano, N. Adaptive protection coordination scheme in microgrids using directional over-current relays with non-standard characteristics. *Heliyon* **2021**, *7*, e06665. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e06665>.
17. Al-Roomi, A.R. *Optimal Coordination of Power Protective Devices with Illustrative Examples*; CRC Press, 2017.

**Disclaimer/Publisher’s Note:** The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.