

Optimal Placement of Remote Controlled Switches in Electric Power Distribution Systems with a Meta-heuristic Approach

Eduardo D. Coronel, Benjamín Barán, *Senior Member, IEEE*, and Pedro Gardel Sotomayor

Abstract—In the present work the problem of Optimal Placement of remote controlled switches, through the replacement of installed manual switches, in Electric Power Distribution Systems with radial configuration is approached, considering economic, technical, operational and social aspects. The approach used for the identification of strategic points is based on the implementation of meta-heuristic algorithms for optimization with multiple objectives. For the evaluation of each solution, an evaluating function based on the Monte Carlo method is implemented, which estimates the defined indices through the simulation of failures in the network, whose probabilities are obtained using the Reliability Block Diagram method. Three different multi-objective algorithms were implemented and their results compared using the hypervolume metric, having the Generalized Differential Evolution 3 algorithm the best performance.

Index Terms—Electric Power Distribution Systems, Meta-heuristic Algorithms, Monte Carlo Method, Reliability Block Diagram Method.

I. INTRODUCCIÓN

Las fallas en componentes del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) generan indisponibilidad del servicio y pérdidas económicas, tanto a la zona directamente afectada como a zonas aguas abajo. Estas fallas pueden ser aisladas a través de procedimientos de re-configuración de la red, mediante maniobras de apertura o cierre de seccionadores de interconexión, retornando el suministro de energía a las zonas afectadas sin falla. En Paraguay, como en varios lugares de Latinoamérica, gran número de estos seccionadores son manuales, siendo necesario el traslado de una cuadrilla de operadores a la zona afectada para realizar las maniobras [2]. Una manera de resolver este inconveniente y de contribuir en la reducción de los tiempos de indisponibilidad es a través de la instalación de seccionadores tele-comandados, de accionamiento remoto o automático [1]. Sin embargo, el costo elevado de los seccionadores tele-comandados (relación de hasta 10:1, respecto a los seccionadores manuales, a la fecha de levantamiento de precios en Septiembre de 2019) requiere de un estudio minucioso para la ubicación estratégica de los

Eduardo D. Coronel es egresado del Postgrado de Ingeniería Eléctrica, por la Universidad Nacional del Este, Paraguay (e-mail: edamcor@gmail.com)

Benjamín Barán es Decano de la Facultad de Informática de la Universidad Comunera, Paraguay; es profesor en facultades de la Universidad Nacional de Asunción, Universidad Católica de Asunción, Universidad Nacional del Este (e-mail: bbaran@pol.una.py)

Pedro Gardel Sotomayor es Director del Centro de Investigación en Ciencias, Tecnología e Innovación de la Universidad Católica “Nuestra Señora de la Asunción”, Campus Alto Paraná, Paraguay (e-mail: pedro.gardel@uc.edu.py)

en la red del SDEE, para mayores detalles ver [2], [3].

El problema de Ubicación Óptima de Seccionadores Tele-comandados (UOST) de un SDEE fue analizado en [2]–[12]; otros estudios se enfocaron en la optimización de la ubicación de otros tipos de dispositivos de control-adquisición [13]–[15], se realizaron también estudios relacionados a la re-configuración de red y detección de fallas [16]–[19]. Todos los estudios analizados tienen en cuenta múltiple objetivos a optimizarse, siendo los más utilizados los índices de confiabilidad SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) o SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), y los costos de implementación, referenciados en 16 artículos; otros objetivos tales como la minimización de la energía no suministrada (5 artículos), la estabilidad de tensión y despacho seguro - limitaciones técnicas de operación - (4 artículos) son también considerados. Ver Tabla I.

TABLA I
FUNCIONES OBJETIVO UTILIZADAS EN
ARTÍCULOS SELECCIONADOS

Autor	Función Objetivo	Índices de confiabilidad	Energía no suministrada	Reducción de costos	Estabilidad de voltage
Villasanti 2007 [2]		X		X	
Méndez 2011 [3]		X		X	
Lopez 2017 [4]		X	X	X	
Prakornchai 2016 [5]		X		X	
Silva 2014 [6]		X	X	X	X
Alves 2012 [7]		X		X	
Dezakt 2012 [8]		X		X	
Stojanovic 2013 [9]		X		X	
Stojanovic 2011 [10]		X		X	
Alencar 2011 [11]		X	X	X	
Wesz 2009 [12]		X		X	X
Saleh 2017 [13]		X	X		X
Silva 2016 [16]				X	
Sun 2016 [14]		X		X	
Zemite 2015 [17]		X	X		
Rodrigues 2019 [18]		X		X	
Benitez 2020 [19]				X	X
Gardel 2017 [15]		X		X	
Total		16	5	16	4

El problema de UOST de un SDEE es abordado por diferentes metodologías, siendo la computación heurística la más estudiada, de acuerdo a la investigación de los autores.

En Paraguay, Villasanti *et al.* [2] encararon por primera vez el problema con un enfoque multi-objetivo, utilizando un algoritmo evolutivo de segunda generación, el SPEA* (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm*), ligeramente modificado. De forma complementaria al trabajo mencionado, Méndez *et al.* [3] realizaron un estudio de comparación con la heurística PSO (*Particle Swarm Optimization*) en su variante multi-objetivo, MOPSO, para resolver el mismo problema, obteniendo mejores resultados. En ambos estudios supusieron tasas de fallas iguales para todos los elementos de la red, en el momento de la simulación de fallas para la estimación de los índices de confiabilidad. En ese contexto, este trabajo pretende complementar los estudios previos, implementando una técnica de estimación de las tasas de falla de los diferentes elementos.

La mayoría de los artículos analizados tienen en cuenta índices de confiabilidad del suministro eléctrico basados en la cantidad de usuarios, sin embargo en este estudio son propuestos índices de confiabilidad basados en la carga de los puntos de consumo, atendiendo a las limitaciones en los datos proporcionados por el ente distribuidor de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo expuesto, este trabajo presenta una metodología para la identificación de seccionadores manuales a ser sustituidos por tele-comandados, de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica con configuración radial, mediante optimización multi-objetivo, en la cual se considera la implementación de un modelo matemático para la estimación de tasas de fallas en los puntos de sección de la red considerada, permitiendo esto la simulación de fallas con probabilidades más cercanas a las reales.

Este trabajo se organiza de la siguiente forma: en la sección II se presenta el modelado matemático del problema, en la sección III se muestran los datos disponibles de la red en estudio, en la sección IV se define el método de simulación de fallas implementado en la red, mientras que en la sección V se detallan los algoritmos meta-heurísticos empleados, así como las métricas de desempeño utilizadas. Finalmente en la sección VI se presentan los resultados obtenidos.

II. MODELADO DEL PROBLEMA

En esta sección se presenta el modelo matemático a ser considerado para tratar el problema de Ubicación Óptima de Seccionadores Tele-comandados, UOST.

A. Estructura de las redes eléctricas de distribución

El escenario utilizado, para explicar la metodología utilizada en el estudio, es representado en la Fig. 1, el cual considera que en un SDEE cada punto de sección k tiene asociado una variable $S_k \in \{0, 1\}$ que indica si el seccionador ubicado en dicho enlace es manual ($S_k = 0$) o tele-comandado ($S_k = 1$). A cada punto de sección k está asociado una demanda de potencia P_{t_k} y una probabilidad de falla λ_{L_k} , mientras que cada alimentador $d \in \mathbf{D}$ tiene asociada una potencia máxima que puede entregar, $P_{Am_{a,d}}$ a través del acoplador $a \in \mathbf{R}$. En este trabajo, la re-configuración de la red, por medio de acopladores, se realiza para reducir la pérdida por energía no

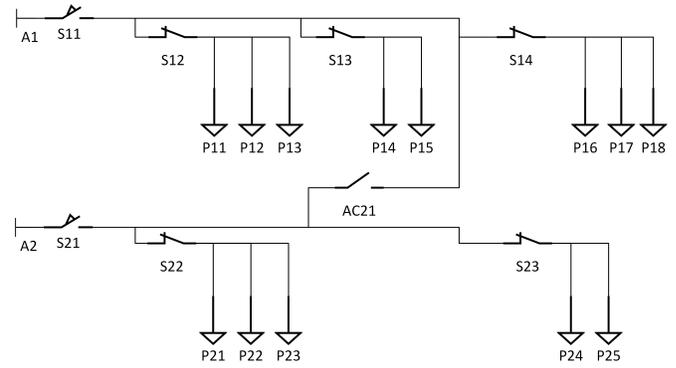


Fig. 1. Diagrama unifilar de una red eléctrica con dos alimentadores.

suministrada (restauración del servicio). La red del SDEE en la cual se aplica el estudio es detallada en [1].

Cada posible distribución de seccionadores puede representarse como una variable multi-dimensional o vector de decisión \mathbf{S} , conforme sigue:

$$\mathbf{S} = [S_1, S_2, S_3, \dots, S_s]^T; S_k \in \{0, 1\}; k = 1, 2, \dots, s \quad (1)$$

En la Tabla II se detallan las nomenclaturas y simbologías utilizadas.

Considerando la ecuación (1), el problema de Ubicación Óptima de Seccionadores Tele-comandados (UOST) de un SDEE puede ser formulado como la determinación de la cantidad y ubicación estratégica de seccionadores tele-comandados a ser instalados en una red.

B. Definición de las Funciones Objetivo

En esta sección se definen las Funciones Objetivo, FO, a ser consideradas para la determinación óptima de la cantidad de seccionadores tele-comandados a ser instalados en la red. Las definiciones de las variables utilizadas se muestran en la Tabla II. A continuación se definen matemáticamente las FO y las restricciones consideradas.

- **Índice de Indisponibilidad Media de Energía (EAUI, Energy Average Unavailability Index):** la función objetivo f_1 , a ser minimizada, se define como el cociente entre la sumatoria de las potencias de los enlaces que quedaron sin suministro de energía debido a la falla y no pudieron ser re-energizados tras la re-configuración de la red, y la potencia total de los tramos aislados.

$$f_1 = \frac{P_{t_k} - \sum_{k=1}^p P_{r_k}}{P_{t_k}} \quad (2)$$

sujeto a:

$$P_{A_{b,d}} \leq \sum_{a=1}^q P_{Am_{a,d}} \quad (3)$$

$$S_{A_{b,d}} = 1 \quad (4)$$

donde:

q es la cantidad total de acopladores que están instalados en la red del alimentador en estudio;

TABLA II
NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA UTILIZADAS

Nomenclatura	Definición
\mathbf{D}	Conjunto de elementos, donde cada uno representa a los alimentadores que componen la red considerada;
\mathbf{R}	Conjunto de elementos, donde cada uno representa a los acopladores que componen al alimentador considerado;
\mathbf{S}	Conjunto de $ \mathbf{S} $ seccionadores de la red considerada.
$p = \mathbf{P} $	Cantidad total de tramos, donde $ \cdot $ denota cardinalidad;
P_{i_j}	Máxima potencia suministrable en el punto de consumo en cuestión;
$P_{A_{b,d}}$	Potencia total que el alimentador b demanda al alimentador d , donde $b, d \in \mathbf{D}$;
$P_{Am_{a,d}}$	Potencia máxima que puede suministrar el alimentador d a través del acoplador a sin peligro de sobrecarga del equipo, donde $d \in \mathbf{D}$ y $a \in \mathbf{R}$;
$S_{A_{b,d}}$	Variable binaria de sincronismo de tensión y frecuencia entre las redes de los alimentadores $b-d$ para realizar la conexión; el valor 1 indica que el sincronismo fue alcanzado entre las redes, 0 caso contrario;
$S_k \in \{0, 1\}$	Representa al punto de sección k , que contiene a una llave manual (0) o tele-comandada (1), donde $k \in \mathbf{S}$;
$s = \mathbf{S} $	Cantidad total de seccionadores de \mathbf{S} , constituido por los seccionadores S_k de la red considerada;
$P_{T_b} = \sum_{k=1}^p P_{t_k}$	Potencia total, en kW, demandada por la red del alimentador b , compuesta por la potencia de todos los puntos de sección $k \in \mathbf{S}$;
$P_{t_k} = \sum_{j=1}^p P_{t_j} t_{a_j}$	Potencia total, en kW, de tramos afectados del punto de sección k , a re-abastecer tras aislamiento de zona con falla, donde t_{a_j} es una variable binaria que indica si el tramo j fue afectado;
$P_{r_k} = \sum_{j=1}^p P_{t_j} t_{r_j}$	Potencia total, en kW, que es posible reponer en tramos aislados por falla, del punto de sección k , donde t_{r_j} es una variable binaria que indica si el tramo j pudo ser re-energizado;
$\overline{P_{r_k}} = \sum_{j=1}^p P_{t_j} t_{n_j}$	Potencia total, en kW, que no es posible reponer en tramos aislados por falla, del punto de sección k , donde t_{n_j} es una variable binaria que indica que el tramo j no pudo ser re-energizado;

- **Índice de Capacidad de Reposición Total del Sistema (STRCI, System Total Replenishment Capacity Index):** la función objetivo f_2 , a ser maximizada, se define como la capacidad de re-energizar totalmente un conjunto de tramos de la zona afectada sin falla, tras un caso de falla en el enlace k al cual pertenece.

$$f_2 = \frac{1}{p} \sum_{j=1}^p C_{k_j} \quad (5)$$

donde C_{k_j} es igual a 0 si el tramo j de la zona afectada sin falla no se logró energizar completamente, o 1 de otra manera.

- **Índice de Frecuencia de No Interrupción Media del Sistema (SANIFI, System Average Non Interruption Frequency Index):** la función objetivo f_3 , a ser maximizada, se define como la diferencia entre la unidad y el cociente entre el total de carga interrumpida, respecto al total de carga suministrada en la cabecera del alimentador.

$$f_3 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^p \overline{P_{r_k}}}{P_{T_b}} \quad (6)$$

- **Cantidad de seccionadores tele-comandados a instalarse (NRSTI, Number of Remote-controlled Switches To be Installed):** la función objetivo f_4 , a ser minimizada, se define como la cantidad de seccionadores, del punto de sección k , que serían tele-comandados. Cada seccionador tiene asociado una variable $S_k \in \{0, 1\}$, para identificar si éste es tele-comandado ($S_k = 1$) o manual ($S_k = 0$), respectivamente.

$$f_4 = \sum_{k=1}^s S_k \quad (7)$$

sujeto a:

$$f_4^{min} \leq f_4 \leq f_4^{max} \quad (8)$$

Las FO fueron definidas considerando los datos que fueron provistos por el ente distribuidor de energía eléctrica del Paraguay, ANDE. Los datos con los que se trabajó son netamente de carga, sin especificación de cantidad de usuarios, el cual es un dato normalmente utilizado en la literatura para la definición de los índices de calidad del suministro eléctrico, pero no disponible para el SDEE estudiado.

C. Planteamiento General del Problema

El problema de UOST queda así definido como un Problema Multi-Objetivo (MOP) [20], [21] que se expresa de la siguiente manera:

$$\text{optimizar } \mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \min f_1(\mathbf{S}) \\ \max f_2(\mathbf{S}) \\ \max f_3(\mathbf{S}) \\ \min f_4(\mathbf{S}) \end{bmatrix} \quad (9)$$

donde, \mathbf{S} es el vector de decisión definido en (1), y las funciones objetivo $f_1(\mathbf{S})$, $f_2(\mathbf{S})$, $f_3(\mathbf{S})$ y $f_4(\mathbf{S})$ están definidas en (2), (5), (6) y (7), respectivamente, sujeto a las restricciones (3), (4) y (8).

En adelante se utiliza el término \mathbf{Y}_{true} para identificar al conjunto de vectores objetivos que constituyen el Frente Pareto óptimo. Debido a que el conjunto \mathbf{Y}_{true} no siempre se conoce en un problema experimental, siendo el conjunto obtenido una aproximación, en este trabajo se utiliza el término $\hat{\mathbf{Y}}_{true}$ para definir al conjunto de vectores objetivos obtenidos.

III. DATOS DISPONIBLES DE RED EN ESTUDIO Y MÉTODO DE PROCESAMIENTO

Para el estudio se emplean datos de una red real del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la Zona Este del Paraguay, considerando todos los componentes instalados. La red seleccionada corresponde al alimentador denominado APR2 de la Subestación de Ciudad del Este. Los datos generales de la red se muestran en la Tabla III.

Los datos de componentes instalados en la red, así como datos relacionados a la operación del Sistema, fueron provistos

TABLA III

DATOS GENERALES DE LA RED DEL ALIMENTADOR APR2

Elemento	Cantidad	Otros
Seccionador	58	-
Transformador	111	Potencia total = 78997 kW
Línea	312	Nro. tramos = 643

por la Administración Nacional de Energía (ANDE) y se encuentran disponibles en [1]. Datos de líneas, transformadores y seccionadores fueron provistos en archivos con formato soportado únicamente por herramientas de software del tipo SIG (Sistema de Información Geográfica). Fue utilizada la herramienta denominada QGIS 3.2.x por tener ésta un módulo Python, el cual fue utilizado para exportar datos de interés. Estos datos están disponibles en el repositorio público [22].

Para el procesamiento de los datos se han desarrollado códigos, en el lenguaje Python versión 3.6. El código principal corresponde a un Algoritmo de Búsqueda Recursiva, ABR, el cual permite la estructuración de los datos (genera automáticamente un árbol de dependencia entre los componentes) y facilita el cálculo preciso de las re-configuraciones necesarias para lograr aislar la zona con falla y reponer el servicio a aquellas zonas afectadas tras el accionamiento de las protecciones del SDEE. Los detalles de la implementación de este algoritmo se encuentran en [1], [23].

IV. SIMULACIÓN DE FALLAS EN UNA RED ELÉCTRICA

Para la estimación y evaluación de los índices EAUI, STRCI, y SANIFI, se emplea el método de Monte Carlo [24] en conjunto con un método de aproximación de la probabilidad de falla en componentes de la red eléctrica. Con esto se consigue, de forma probabilística, realizar simulaciones de fallas en componentes de la red.

A. Método de Diagrama de Bloques de Confiabilidad

El método de diagrama en bloques y el análisis de ajuste tendencial son los elementos componentes del modelo de Diagrama de Bloques de Confiabilidad (RBD, *Reliability Block Diagram*) aplicado a un SDEE, conforme propuesto por Babu et al. [25]. La ecuación matemática utiliza datos estáticos de componentes de la red (valores referentes a la confiabilidad de los equipamientos, ver Tabla IV), así como datos dinámicos (valores referentes a la cantidad de componentes, obtenidos por el ABR, y sus tasas de falla desde el punto de análisis) [25].

TABLA IV

DATOS ESTÁTICOS DE CONFIABILIDAD DE COMPONENTES

Componente de red	Tasa de falla (fallas/año)	Tasa de falla (fallas/km*año)
Barra	0.01	-
Seccionador	0.0106	-
Transformador	0.0222	-
Conductor de línea	-	0.018

A1. *Definición de Grupos de Fallas en la Red:* Se categorizan los modos de fallas en cuatro grupos, conforme sigue:

- fallas activas de la red (A): considera los eventos de sobre-corriente;
- fallas activas de la red con escala menor (A+): considera los eventos de línea abierta;
- eventos superpuestos con disparo como consecuencia de otro evento (B): considera eventos de falla en componentes de la red que afectan al seccionador aguas arriba;
- eventos superpuestos con falla en operación de seccionador (B+): considera eventos de falla en el accionamiento de los seccionadores.

Del registro de operaciones de la Zona Este del Paraguay, desde el año 2014 al 2017, se logró identificar y clasificar los eventos del alimentador APR2, red considerada en este estudio.

A2. *Tasa de Falla en el Equipo:* Las siguientes ecuaciones fueron adaptadas de la propuesta realizada por Babu et al. [25] para ajustarse al alcance de este estudio, que considera a un único alimentador y a sus seccionadores componentes.

- Eventos de falla activos y pasivos: La tasa de falla neta λ_k experimentada al final de cada sección de la derivación, considerando la tasa de falla individual de todos los componentes que afectan, por un método de aproximación puede expresarse como:

$$\lambda_k \approx \lambda_{S_0} + (1 - \alpha_k)\lambda_{S_k} + \lambda_{C_k} + \sum_j \alpha_j \lambda_{S_j} \quad (10)$$

donde,

$$\alpha_k = \frac{\text{frecuencia de falla activa en } S_k}{\text{frecuencia de fallas totales en } S_k} \quad (11)$$

α_k representa la proporción de fallas activas de un seccionador S_k ;

$1 - \alpha_k$ denota la proporción de fallas pasivas de un seccionador S_k ;

λ_{S_0} y λ_{S_j} corresponden a la probabilidad de falla del seccionador en sí según datos del fabricante (ver Tabla IV);

λ_{C_k} corresponde a la probabilidad de falla de componentes conductores, que conforman la red desde el punto de sección k , según datos del fabricante (ver Tabla IV);

- Eventos superpuestos con disparo como consecuencia de otro evento: La tasa de falla efectiva en un punto de sección k de la línea debido a un disparo como consecuencia de otro evento de n conductores de tramos en paralelo es:

$$\lambda_{\hat{L}_k} = \sum_{j=1}^{n, j \neq k} \delta_j \lambda_{C_j} \quad (12)$$

donde,

$$\delta_j = \frac{\text{frec. de disp. de evento superp. con } C_j}{\text{frecuencia de fallas totales en } C_j} \quad (13)$$

δ_j denota la probabilidad de un evento de fallas como consecuencia de otro evento que puede superponerse con un evento de falla en un conductor C_j ;

- Eventos superpuestos con falla en la operación de seccionador: La tasa de falla efectiva debido a la falla de la operación del seccionador es:

$$\lambda_{L_k} = \sum_{j=1} (1 - \beta_j) \lambda_{C_j} \quad (14)$$

donde,

$$\beta_j = \frac{\text{frecuencia de falla activa en } C_j}{\text{frecuencia de fallas totales en } C_j} \quad (15)$$

β_j representa la proporción de falla activa de los componentes conductores C_j que sólo impacta la sección de la derivación a la que pertenece C_j ;

$1 - \beta_j$ representa la probabilidad de todos los casos de eventos superpuestos con falla de operación del seccionador donde una falla en un conductor de sección del tramo C_j se intensifica para operar el seccionador aguas arriba;

La tasa de falla neta experimentada al final de la carga de cada sección de derivación de la línea se puede expresar combinando las ecuaciones (10), (12), (14). Así,

$$\lambda_{L_k} \approx \lambda_{S_0} + (1 - \alpha_k) \lambda_{S_k} + \lambda_{C_k} + \sum_j \alpha_j \lambda_{S_j} + \sum_{j=1} (1 - \beta_j) \lambda_{C_j} + \sum_{j=1}^{n, j \neq k} \delta_j \lambda_{C_j} \quad (16)$$

A3. Análisis de Ajuste Tendencial con Datos Reales:

Para este estudio, los valores α_k , β_j , δ_j son calculados para cada seccionador componente de la red conforme mostrado en las ecuaciones (11), (13) y (15). La estimación de cada proporción de falla es realizada a través de un análisis de series temporales, las cuales son obtenidas a través del promedio de los valores anuales calculados. Se observó que la característica de la serie temporal es representada suficientemente sólo con el promedio aritmético de los valores calculados, pues ésta carece de los componentes de tendencia y ruido, siendo observada sólo la componente estacionaria sobre ciertos seccionadores. Los valores estimados considerados en el modelo de este estudio se muestran en la Tabla V.

B. Método de Monte Carlo

La simulación Monte Carlo es un proceso iterativo en el cual se observan, para un periodo de tiempo de interés, los estados operativos que aparecen en el circuito primario después de los eventos aleatorios de salida (por falla) de algunos de sus componentes. En cada estado operativo, se determinan los puntos de carga afectados por la salida de un componente dado [2]. Haciendo uso de la teoría del método de Monte Carlo, es factible definir matemáticamente las estimaciones de las Funciones Objetivo, FO, antes expuestas en las ecuaciones (2), (5), (6). Para la estimación es utilizada la variable $I = 1, 2, 3, \dots, |I|$, la cual representa el número de simulaciones a realizarse para las estimaciones. A continuación se presentan las ecuaciones matemáticas implementadas:

TABLA V
VALORES ESTIMADOS DE α_k , β_j , δ_j

Número	Nombre	α_k	β_j	δ_j
S0	SC12201	1	1	0
S1	SC12205	1	1	0
S2	SC12206	0.999315068	0.998630137	0
S3	SF12202	0.999315068	1	0
S4	SC12207	0.999315068	1	0
S5	SC12208	1	1	0
S6	SC12216	1	0.999315068	0
S7	SC12210	1	1	0
S8	SC12212	1	0.999315068	0
S9	SC12213	1	1	0
S10	SC12219	1	0.999315068	0
S11	SC12220	0.999315068	1	0
S12	SF12207	1	1	0
S13	SC12221	0.998630137	0.999315068	0
S14	SF12208	1	1	0
S15	SF12209	1	1	0
S16	SF12210	1	1	0
S17	SC12222	0.998630137	1	0
S18	SF12212	1	1	0
S19	SB12223	1	1	0
S20	SF12213	0.998630137	1	0.000684932
S21	SF12215	1	1	0
S22	SC12225	0.999315068	1	0
S23	SF12216	0.999315068	0.999315068	0
S24	SC12227	1	1	0
S25	SF12217	0.999315068	0.999315068	0
S26	SF12218	1	1	0
S27	SF12220	1	1	0
S28	SF12221	1	1	0
S29	SF12222	1	1	0
S30	SF12223	1	1	0
S31	SC12230	1	1	0
S32	SF12233	1	1	0
S33	SC12229	1	1	0
S34	SC12238	1	1	0
S35	SF12234	1	1	0
S36	SF12235	1	1	0
S37	SF12236	1	1	0
S38	SF12201	0.999315068	0.999315068	0
S39	SF12219	1	1	0
S40	SC12211	1	0.999315068	0
S41	SF12211	1	1	0
S42	SF12214	1	1	0.000684932
S43	SC12228	1	1	0
S44	SC12237	1	1	0
S45	SF12232	1	1	0
S46	SF12224	1	1	0
S47	SBAPR2	0.956849315	0.984246575	0.006164384
S48	SN48	1	1	0
S49	SC12240	0.999315068	1	0
S50	SB12224	0.997945205	0.999315068	0
S51	SN51	1	1	0
S52	SN52	1	1	0
S53	SN53	1	1	0
S54	SN54	1	1	0
S55	SN55	1	1	0
S56	SN56	1	1	0
S57	SN57	1	1	0

- *Estimación del Índice de Indisponibilidad Media de Energía (EAUI):*

$$f_{1_{est}} = \frac{\sum_{i=1}^{|I|} \left(\frac{P_{t_k} - \sum_{k=1}^p P_{r_k}}{P_{t_k}} \right)}{|I|} \quad (17)$$

- *Estimación del Índice de Capacidad de Restitución Total*

del Sistema (STRCI):

$$f_{2_{est}} = \frac{\sum_{i=1}^{|I|} \left(\frac{1}{p} \sum_{j=1}^p C_{k,j} \right)}{|I|} \quad (18)$$

- *Estimación del Índice de Frecuencia de No Interrupción Media del Sistema (SANIFI):*

$$f_{3_{est}} = \frac{\sum_{i=1}^{|I|} \left(1 - \frac{\sum_{k=1}^p \overline{P_{r_k}}}{P_{r_b}} \right)}{|I|} \quad (19)$$

El número de simulaciones de fallas individuales, para obtener una estimación fiable de las FO, fue obtenido utilizando dos variables: ϵ (variación entre valores consecutivos), y $n_{repeticiones}$ (número de valores consecutivos con diferencia menor o igual a ϵ). Para este estudio se considera $\epsilon = 0.05$ y $n_{repeticiones} = 55$. Con la definición de los valores de estas variables se pudo calcular que son necesarias al menos 791 simulaciones de fallas para obtener un valor razonable en estado estacionario de las FO consideradas (ver ejemplo de variable con característica estacionaria en la Fig. 2). Por tanto, para la evaluación y estimación de los índices de cada configuración de seccionadores, en este trabajo, son ejecutadas 800 simulaciones de fallas.

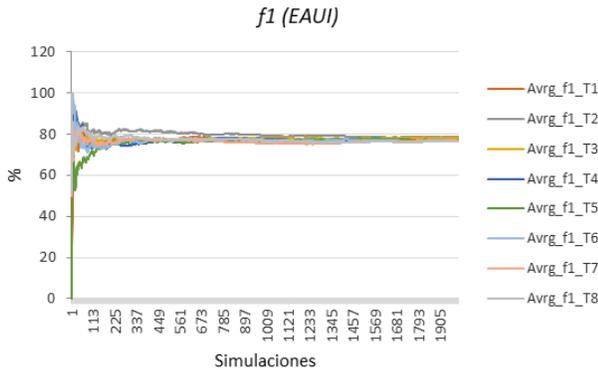


Fig. 2. Estimación de EAU por el método de Monte Carlo.

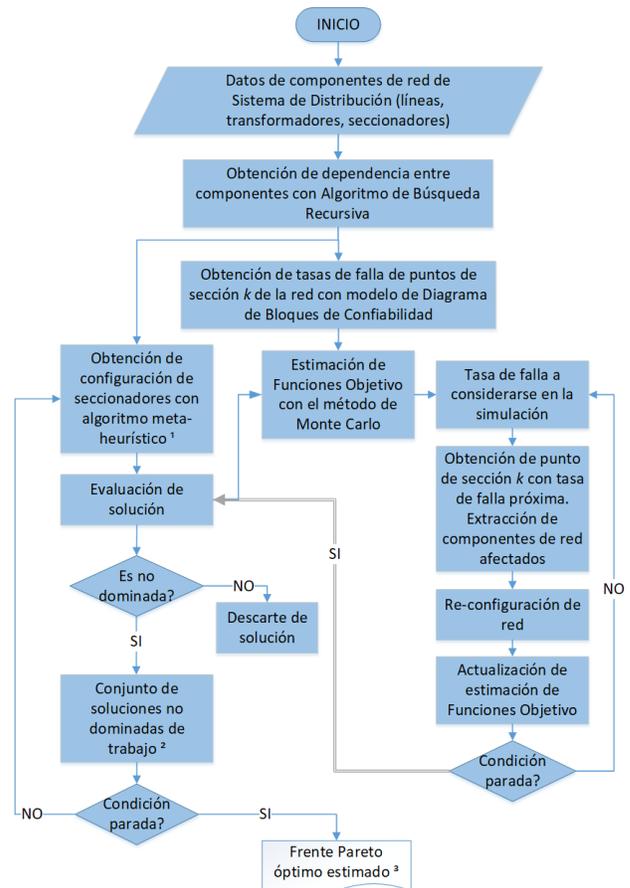
V. OPTIMIZACIÓN META-HEURÍSTICA

Existen en la actualidad muchos problemas, de gran interés práctico, para los cuales es poco factible ofrecer una solución óptima debido a su NP-completitud [26]. Para resolver dichos problemas existen algoritmos que proporcionan soluciones aproximadas, es decir, aquellas que se aproximan al valor óptimo en un tiempo de cálculo razonable. Entre estos algoritmos se encuentran las técnicas meta-heurísticas inspiradas en procesos naturales [26], tales como los algoritmos evolutivos y los algoritmos de enjambre de partículas. Así, las meta-heurísticas permiten encontrar óptimos, posiblemente locales, útiles en problemas prácticos aunque no aseguran la obtención del óptimo global. La implementación de una variedad de meta-heurísticas para la búsqueda de soluciones tiene el objetivo de analizar el desempeño de las mismas y concluir cual

es la más apta para la optimización del problema estudiado en este trabajo.

A. Algoritmos Meta-Heurísticos Implementados

Para el problema de Ubicación Óptima de Seccionadores Tele-comandados, UOST, en un SDEE, en este trabajo se aportan soluciones multi-objetivas basadas en: Speed-constrained Multi-objective Particle Swarm Optimization (SMPSO) [27], Generalized Differential Evolution 3 (GDE3) [28], Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2) [29]. Los algoritmos fueron implementados utilizando la librería "Platypus" [30]. Por medio del diagrama de flujo de la Fig. 3 se esquematiza la metodología diseñada para tratar al problema en estudio.



Leyenda:

¹ La solución es obtenida por cada algoritmo implementado (GDE3, SPEA2, SMPSO), con la definición de sus parámetros para optimizar las 4 FO.

² Constituidas por las soluciones no dominadas contribuidas por cada algoritmo.

³ Soluciones no dominadas tras evaluación del conjunto de soluciones de trabajo.

Fig. 3. Diagrama de flujo de metodología implementada.

Las soluciones aportadas por cada algoritmo son evaluadas utilizando la simulación de Monte Carlo.

B. Métricas de Desempeño de Algoritmos

El *hipervolumen*, también conocido por los términos *hypervolume*, *S metric*, *hyper-area* o medida de Lebesgue, es

la métrica más completa y popular en estos tiempos. Para esta métrica, los algoritmos que alcanzan mayores valores son considerados mejores [31].

Adicionalmente es utilizada la cantidad de soluciones aportada por cada algoritmo al Frente Pareto óptimo estimado.

Para una comparación a nivel del procesamiento requerido, se utiliza el tiempo de ejecución (*runtime*), que simplemente mide el tiempo requerido por el algoritmo de optimización para retornar soluciones del problema.

VI. RESULTADOS EXPERIMENTALES

En esta sección se presentan los resultados experimentales de la conformación del Frente Pareto óptimo estimado y el análisis de desempeño de los algoritmos meta-heurísticos implementados.

A. Conformación del Frente Pareto Óptimo Estimado

Para la estimación del Frente Pareto óptimo, primeramente se procedió a obtener el conjunto conocido de soluciones no dominadas de cada uno de los algoritmos meta-heurísticos implementados; con la unión de estas soluciones se conforma el conjunto de soluciones de trabajo. A continuación, el conjunto de soluciones de trabajo es nuevamente evaluado para descartar las soluciones dominadas. Finalmente, una vez obtenidas las soluciones no dominadas, éstas definen el Frente Pareto óptimo estimado \hat{Y}_{true} del problema de UOST, el cual se muestra en la Tabla VI. Las FO f_1 , f_2 , f_3 están expresadas en porcentaje (%), mientras que f_4 muestra la cantidad de seccionadores tele-comandados de la solución.

B. Desempeño de Algoritmos

Para los algoritmos GDE3 y SPEA2 fue definida una población = 50; para el SMPSO fue definido el tamaño del enjambre = 50. Con estos parámetros, el desempeño de los algoritmos es analizado a continuación.

Considerando el conjunto \hat{Y}_{true} , el desempeño de los algoritmos, en cuanto a la métrica hipervolumen, es mostrado en la Tabla VII; el desempeño en cuanto a la cantidad de soluciones aportadas por cada algoritmo es mostrado en la Tabla VIII.

La métrica *runtime* (tiempo de ejecución), con formato de [horas:minutos], se muestra en la Tabla IX. Los algoritmos fueron ejecutados 6 veces (consistiendo en simulaciones completas sobre el mismo problema, sin modificaciones en los parámetros de cada algoritmo) para la búsqueda de soluciones, siendo los respectivos tiempos de ejecución utilizados los mostrados en las columnas 1-6. El tiempo promedio de ejecución de cada algoritmo se muestra en la columna *Media*.

TABLA IX
DESEMPEÑO EN MÉTRICA RUNTIME

Simulación	1	2	3	4	5	6	Media
Algoritmo							
SMPSO	19:49	19:14	19:21	20:11	20:25	18:52	19:38
SPEA2	20:14	19:30	18:51	21:25	19:48	18:25	19:42
GDE3	20:07	19:18	19:10	20:03	20:22	19:35	19:45

TABLA VI
SOLUCIONES NO DOMINADAS QUE CONFORMAN EL \hat{Y}_{true}

Algoritmo	f1 [%]	f2 [%]	f3 [%]	f4 [cant.]
GDE3	33.6	45.1	77.2	19
GDE3	20.5	53.1	83.7	31
GDE3	31.9	32.1	77.6	24
GDE3	31.8	57.9	68.3	29
GDE3	28	21.8	79.9	25
GDE3	21.9	55.1	84.4	31
GDE3	27.6	53.1	77.7	27
GDE3	23.7	52.8	81.4	30
SMPSO	33.2	42.8	69.8	23
SMPSO	23.7	47.4	80.4	27
SMPSO	24.7	51	82.6	29
SMPSO	27.3	47.5	79.1	27
SMPSO	32.3	55.1	69.8	25
SPEA2	26.7	38.4	79.5	25
SPEA2	23.3	52.6	77.9	28
SPEA2	28.7	43.5	79.6	25
SPEA2	24.1	38.4	82.3	26
SPEA2	34.2	55.9	70.2	26
SPEA2	24.6	47.8	82.9	29
SPEA2	58.8	19.4	54.1	18
SPEA2	24.7	56	82.8	33
SPEA2	45.6	50.7	63.1	22

TABLA VII
DESEMPEÑO EN MÉTRICA HIPERVOLUMEN

Ranking	Algoritmo	Hipervolumen
1°	GDE3	0.7402
2°	SPEA2	0.6489
3°	SMPSO	0.6154

TABLA VIII
DESEMPEÑO EN CANTIDAD DE SOLUCIONES APORTADAS

Ranking	Algoritmo	Cantidad
1°	SPEA2	9
2°	GDE3	8
3°	SMPSO	5

Teniendo en cuenta los valores de las métricas presentadas en las Tablas VII-IX, se concluye que: (1) En cuanto al tiempo promedio de ejecución, el algoritmo SMPSO obtuvo un desempeño que se destacó mínimamente respecto a los demás algoritmos; (2) Considerando la cantidad de soluciones aportadas, al conjunto \hat{Y}_{true} , el algoritmo SPEA2 obtuvo el mejor desempeño; (3) En la métrica de hipervolumen, se identifica al algoritmo GDE3 como el de mejor desempeño.

VII. CONCLUSIONES

El Algoritmo de Búsqueda Recursiva (ABR) diseñado, ha permitido la jerarquización de los componentes de red para la identificación de todos los elementos afectados con cada simulación de falla. El modelo de Diagrama de Bloques de Confiabilidad (RBD) implementado, ha demostrado su utilidad al permitir una estimación más realista de las tasas de falla de componentes de la red, las cuales son utilizadas para definir el punto de sección para aislar una falla en cada simulación Monte Carlo, que genera de forma aleatoria una tasa de falla a ser considerada.

La implementación de estas técnicas en conjunto ha permitido de forma satisfactoria la evaluación de las soluciones obtenidas por los tres algoritmos meta-heurísticos (GDE3, SPEA2 y SMPSO), los cuales han demostrado capacidad de generar soluciones de compromiso de calidad, acorde a las funciones objetivo propuestas en este trabajo. La metodología de estudio definida en este trabajo permitirá estandarizar criterios para una futura aplicación a otros problemas de la misma naturaleza, siendo esta uno de los principales aportes del trabajo.

Como líneas de trabajo futuro se propone: (1) Realizar implementaciones de otras heurísticas con el fin de identificar cuál es la más adecuada para el problema en estudio; (2) Considerar la utilización de un método de acotación multi-criterio, como el AHP (*Analytic Hierarchy Process*), para la clasificación de las soluciones obtenidas; (3) Implementar una Interfaz Gráfica de Usuario para presentar al tomador de decisión las alternativas obtenidas y las mejoras que supondría la aplicación de cada opción.

REFERENCIAS

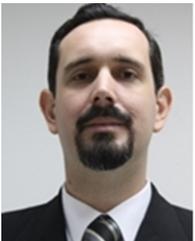
- [1] E. Coronel, "Optimización en la Ubicación de Seccionadores Telecomandados en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica con enfoque meta-heurístico y soporte de decisión multi-criterio". *Máster Tesis*, Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional del Este, Paraguay, Dic. 2020. DOI: 10.13140/RG.2.2.32305.92002
- [2] A. Villasanti, B. Baran, P. Gardel, "Multiobjective Allocation of Remotely Controlled Switches in an Electric Distribution Power System". *IEEE PES Transmission and Distribution Conference - Latin America*, Colombia, 2008.
- [3] D. Méndez, "Ubicación de Llaves Telecomandadas en Sistema de Distribución Eléctrica. Una Comparación de Algoritmos Evolutivos y Enjambre de Partículas en un Ambiente Multiobjetivo", *Trabajo presentado para optar al título de Ingeniero Informático*, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay, 2011.
- [4] J. López, A. García, P. Cavalcante, L. Martins, M. Rider, "Optimization Approach for the Allocation of Remote-Controlled Switches in Real-scale Electrical Distribution Systems". *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. Italy, 2017. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260196.
- [5] P. Phonrattanasak, V. Khamtawee, Sakchaisrithandum, S. Jantaradon, "Optimal Placement Of Protective Device On Power Distribution System Using Improving Ant Colony Optimization With Bees Algorithm". *Proceedings of The IRES 30th International Conference*. Japan, 2016. ISBN: 978-93-85973-35-2.
- [6] L. Silva, J. Vizcaino, F. Usberti, C. Lyra, C. Cavellucci, and F. Von Zuben, "Switch Allocation Problems in Power Distribution Systems". *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 246-253, Jan. 2015. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2322811.
- [7] H. Alves, "A Hybrid Algorithm for Optimal Placement of Switches Devices in Electric Distribution Systems". *IEEE Latin America Transactions*, vol. 10, no. 6, pp. 2218-2223, Dec.2012. DOI: 10.1109/TLA.2012.6418125.
- [8] H. Dezaki, H. Abyaneh, A. Agheli, K. Mazlumi, "Optimized Switch Allocation To Improve The Restoration Energy In Distribution Systems". *Journal of Electrical Engineering*, vol. 63, no. 1, pp. 47-52, 2012, Hafez Ave, Iran. DOI: 10.2478/v10187-012-0007.
- [9] M. Stojanovic, D. Tasic, A. Ristic, "Optimal Allocation of Distribution Automation Devices in Medium Voltage Network". *Elektronika Ir Elektrotehnika*, vol. 19, no. 4, Mar. 2013. Nis, Serbia. DOI: 10.5755/j01.eee.19.4.1351
- [10] M. Stojanovic, D. Tasic, A. Ristic, "A Multi-Objective Approach To Optimal Allocation Of Distribution Automation Devices In Radial Medium Voltage Network". *Facta Universitatis, Automatic Control and Robotics*, vol. 10, no. 2, pp. 167-180, Oct. 2011. Nis, Serbia.
- [11] T. Alencar, A. Rodrigues, M. da Guia, "Switches allocation in Distribution Network using Particle Swarm Optimization based on Fuzzy Expert System". *17th Power Systems Computation Conference*. Sweden, 2011.
- [12] L. Wesz, R. Fernandes, J. Abbad, J. Sanches, "Optimized Allocation of Control and Protective Devices in Electric Distribution Systems, Electric Power Components and Systems". *Revista Controle e Automação*, vol. 21, no. 3, pp. 294-307, May. 2010. DOI: 10.1080/15325000903272728.
- [13] M. Saleh, Y. Esa, N. Onuorah, A. Mohamed, "Optimal Microgrids Placement in Electric Distribution Systems Using Complex Network Framework". *6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*. USA, 2017. DOI: 10.1109/ICRERA.2017.8191215.
- [14] L. Sun, S. You, J. Hu, F. Wen, "Optimal Allocation of Smart Substations in a Distribution System Considering Interruption Costs of Customers". *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3773-3782, Jul. 2018. DOI: 10.1109/TSG.2016.2642163.
- [15] P. Gardel, O. Moreno, B. Diaz, G. Blanco, R. Amarilla, "Ubicación Multiobjetiva de Unidades Terminales Remotas en Redes de Distribución Eléctrica con AHP". *XVII ERIAC Decimoseptimo Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*. Paraguay, 2017.
- [16] L. Silva, E. Belati, and I. Silva, "Heuristic Algorithm for Electrical Distribution Systems Reconfiguration Based on Firefly Movement Equation". *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 2, pp. 752-758, Feb. 2016. DOI: 10.1109@tla.2016.7437219.
- [17] L. Zemite, J. Gerhards, M. Gorobetz, A. Levchenkov, "Optimization of Switch Allocation in Power Distribution Systems". *Engineering and Industry Series. Volume Deregulated Electricity Market Issues in South Eastern Europe*, Trivent Publishing 2015. Riga, Letonia. DOI: 10.22618/TP.EI.20151.192027.
- [18] F. Rodrigues, L. Araujo, and D. Penido, "Optimization of Reliability through Switch Reconfiguration in Distribution Systems". *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 6, pp. 972-982, Jun. 2019.
- [19] I. Benitez, E. Chaparro, and B. Barán, "Distribution System Operation and Expansion Planning Using Network Reconfiguration". *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 5, pp. 845-852, May. 2020.
- [20] P. Gardel, "Compensación de Potencia Reactiva en un Contexto Multiobjetivo mediante Algoritmo de Colonia de Hormigas". *Trabajo presentado para optar al título de Ingeniero Electromecánico*, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay, 2006.
- [21] C. Von Lücken, "Algoritmos Evolutivos para Optimización Multiobjetivo: Un estudio comparativo en un ambiente paralelo Asíncrono". *Máster Tesis*, Ingeniería de Sistemas, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay, Dic. 2003.
- [22] (2021, Jul.) Data for Optimization on Electric Power Distribution Systems. [Online]. Available: <https://doi.org/10.7910/DVN/2ZBA3E>
- [23] E. Coronel, B. Barán, P. Gardel, "Optimal Placement of Remote Controlled Switches in Electric Power Distribution Systems with a Multi-Objective Approach". *Latin American Computing Conference (CLEI)*. Costa Rica, 2021.
- [24] K. Murthy, "Monte Carlo Basics". *Indian Society for Radiation Physics*, Jan. 2000, Tamil Nadu, India. DOI: 10.1007/3-540-12326-1-13
- [25] S. Babu, "Reliability Evaluation of Distribution Systems Considering Failure Modes and Network Configuration". *Doctoral Thesis*, Skolan för elektro- och systemteknik, KTH: Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2017. ISBN 978-91-7729-552-5
- [26] G. Valeiras, E. García, "Sistemas Evolutivos y Selección de Indicadores". *Editorial Universidad de Sevilla, Secretariado de Publicaciones, Serie Ciencias*, vol. 67, 2004. Sevilla, España. ISBN:9788447208210.
- [27] A. Nebro, J. Durillo, J. García-Nieto, C. Coello, F. Luna, E. Alba, "SMPSO: A New PSO Metaheuristic for Multi-objective Optimization". *2009 IEEE Symposium on Computational Intelligence in Multi-Criteria Decision-Making (MCDM)*. USA, 2009. DOI: 10.1109/MCDM.2009.4938830.
- [28] S. Kukkonen, J. Lampinen, "GDE3: The third Evolution Step of Generalized Differential Evolution". *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, vol. 1, pp. 443-450. 2005. DOI: 10.1109/CEC.2005.1554717
- [29] Eckart Zitzler, Marco Laumanns, and Lothar Thiele, "SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm". Computer Engineering and Networks Laboratory (TIK), Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, Switzerland. May, 2001.
- [30] (2020, Aug.) The Platypus project website. [Online]. Available: <https://github.com/Project-Platypus/Platypus>.
- [31] N. Riquelme, C. Von Lücken, B. Barán, "Performance metrics in multi-objective optimization". *2015 Latin American Computing Conference (CLEI)*. Peru, 2015. DOI: 10.1109/CLEI.2015.7360024



Eduardo D. Coronel es Ingeniero Electrónico, con énfasis en Mecatrónica, por la Universidad Nacional de Asunción (2016); es Máster en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Nacional del Este (2020). Sus áreas de interés incluyen la Optimización Multiobjetiva, Sistemas Eléctricos de Potencia, Inteligencia Artificial, Análisis de Datos.



Benjamín Barán es Ingeniero Electrónico por la Universidad Nacional de Asunción (1982); es Máster por la Northeastern University (1987); y Doctor por la Universidad de Rio de Janeiro (1993). Con más de 3 décadas de experiencia en enseñanza e investigación, ha sido galardonado con el Premio Nacional de Ciencias (Paraguay) en 1996 entre otra docena de premios internacionales. Actualmente se desempeña como Decano de la Facultad de Informática de la Universidad Comunera.



Pedro Gardel Sotomayor es Ingeniero Electromecánico por la Universidad Nacional de Asunción (2006); es Doctor en Ingeniería Energética y Fluidodinámica por la Universidad de Valladolid (2013). Sus áreas de interés incluyen la Optimización Multiobjetiva, Sistemas Eléctricos de Potencia, Redes Neuronales Artificiales.