

Analysis by Traveling Waves for a Protection Scheme of Transmission Lines with a UPFC

Javier Rodríguez-Herrejón, *Student Member, IEEE*, Enrique Reyes-Archundia, *Senior Member, IEEE*, José A. Gutierrez-Gnecchi, *Senior Member, IEEE*, Juan Olivares-Rojas, *Senior Member, IEEE* and Arturo Méndez-Patiño, *Member, IEEE*

Abstract—This paper describes a method for detecting, localizing, and classifying fault events in high voltage transmission lines with Unified Power Flow Controller compensation. The proposed approach employs a single-end method that uses the discrete wavelet transform in combination with a probabilistic neural network. The analysis of the interaction of the UPFC with the signals of the traveling waves is presented. The results of the error for the fault location are obtained in three different fault inception angles, three different values of fault resistance and three different compensation levels. The obtained results indicate that the algorithm accuracy for estimating the fault distance is less than 0.7 percent of the total line length, and the classification efficiency is 95.45%. The test system is simulated in Simulink/Matlab platform and the algorithm is implemented in Python environment.

Index Terms—UPFC, Traveling Waves, Transmission Lines, Protection scheme, Fault analysis

I. INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas son infraestructuras dinámicas grandes y complejas compuestas por dispositivos dedicados a la distribución y transmisión de energía [1]. Un buen sistema de protección debe garantizar la confiabilidad operando el esquema de protección contra todo tipo de fallas en todas las ubicaciones de la red [2].

Debido a la presencia de controladores conocidos como sistemas de transmisión flexible de AC (FACTS) en un lazo en falla, las señales de voltaje y corriente observadas en el relé se verán afectadas en cada estado estable y, por lo tanto, en el estado transitorio [3]. El análisis lineal o convencional ya no es aplicable, por lo tanto, existe la necesidad de utilizar técnicas matemáticas y modelos computacionales más robustos para garantizar los resultados de los esquemas de protección [4].

En [5], un sistema de protección convencional se modifica por un esquema de protección de línea única utilizado por el controlador de flujo de energía unificado (UPFC). La investigación ha demostrado que la impedancia aparente medida por los relés se ve afectada por las características de control y diseño [6].

En [7] se muestra que la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en serie inyectado por el compensador estático síncrono en serie (SSSC, por sus siglas en inglés) afectan la operación del relé de distancia más que el STATCOM. Adicionalmente, la literatura reporta que los sistemas de protección diferencial también se ven afectados cuando está presente un UPFC [8].

Los trabajos [7-8] para los esquemas de protección usando el UPFC que fueron mencionados, no realizan un análisis de como los coeficientes de reflexión podrían influir o modificar las ondas viajeras (TWs) que se analizan para encontrar la localización de la falla midiendo desde el extremo local, por otro lado, tampoco realizan muchos casos de variación de parámetros que participan en una falla en presencia de un UPFC con el enfoque de las TWs.

El esquema propuesto incluye además de la detección y localización de la falla, como en [9-10], la clasificación del tipo de la falla, la cual se utiliza para apoyar al algoritmo en la correcta localización de la falla, sin tanto costo computacional manteniendo las ventajas de los algoritmos basados en las TWs.

Este artículo presenta un esquema de protección para líneas de transmisión compensadas con un dispositivo UPFC y el análisis de la interacción de la UPFC con las señales de las TWs para comprobar si estas no presentan alteraciones que modifiquen los resultados para las señales que se presentan en el extremo local. Las señales fueron creadas en un modelo MATLAB/SIMULINK, la detección de fallas se realiza mediante los coeficientes de la Transformada Wavelet Discreta (DWT), la clasificación tomando los valores de energía de estos coeficientes como entrada para una red neuronal probabilística (PNN) y finalmente, la localización de la falla con el concepto de TWs.

Después del desacople de las líneas realizado por la transformada de Clarke, y conociendo cual fue el tipo de falla, es posible determinar que señal esta interactuando en mayor proporción para realizar el análisis de la localización de la falla de una forma más selectiva. Se presentan variaciones en los parámetros de la distancia de la falla, la resistencia de la falla, el ángulo de inserción y el nivel de compensación.

El presente artículo está dividido en las siguientes seis secciones: introducción, análisis de ondas viajeras en líneas de transmisión con UPFC, descripción del modelo de estudio, algoritmo de detección, clasificación y localización de fallas, resultados del algoritmo y conclusión.

J.A. Rodríguez-Herrejón, E. Reyes-Archundia, J. A. Gutiérrez-Gnecchi, J. C. Olivares-Rojas and Arturo Méndez-Patiño are with the Division de Estudios de Posgrado e Investigación, Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de Morelia, 58120 Morelia, Mexico. Corresponding autor: E. Reyes-Archundia (e-mail: ereyes@itm.morelia.edu.mx).

II. ANÁLISIS DE ONDAS VIAJERAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON UPFC

El UPFC fue diseñado para el control en tiempo real y la compensación dinámica de los sistemas de transmisión de corriente alterna, y ofrece la versatilidad multifuncional necesaria para abordar muchas de las dificultades de la industria [11].

La Fig. 1 muestra la implementación práctica actual del UPFC, que consta de dos convertidores alimentados por voltaje espalda con espalda.

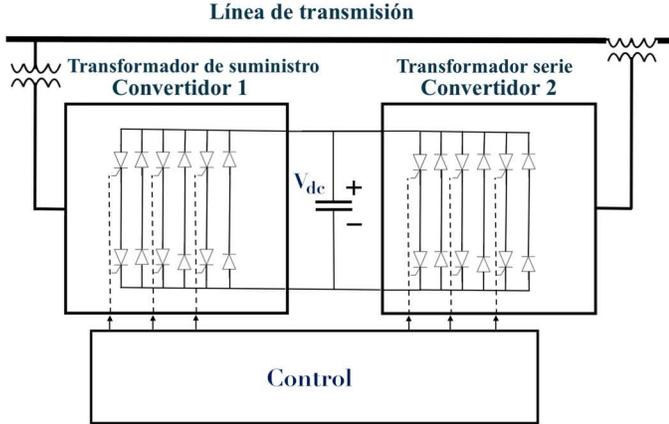


Fig. 1. Implementación del UPFC por dos convertidores de fuente de voltaje espalda con espalda.

En el punto de falla, se generan pulsos de frente pronunciado que van en direcciones opuestas durante un incidente de falla en la línea de transmisión.

Las perturbaciones eléctricas propagan las TWs a los extremos de la línea de transmisión. Estas TWs se generan durante cada perturbación y contienen señales de alta frecuencia que se propagan desde la ubicación de la perturbación hasta los extremos de la línea donde se ubican los relés [12].

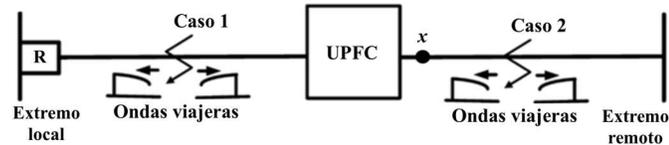


Fig. 2. Línea de transmisión compensada por una UPFC en casos de condición de falla.

La Fig. 2 muestra los dos casos analizados, las TWs llegarán al extremo local (R), si la falla ocurre entre el dispositivo UPFC y el extremo local (Caso 1), o deben pasar por la UPFC antes de llegar al relé si la falla ocurre entre la UPFC y el extremo remoto (caso 2).

La interacción entre las frecuencias armónicas creadas por el UPFC y las TWs son observadas por los relés durante un evento de falla. El voltaje en cualquier punto "x" a lo largo de la línea de transmisión se calcula de la siguiente manera [13]:

$$V_x = V_- e^{-\gamma x} + V_+ e^{+\gamma x} \quad (1)$$

Donde γ es el coeficiente de propagación de la línea de transmisión, $V_- e^{-\gamma x}$ representa una onda incidente de voltaje y $V_+ e^{+\gamma x}$ es una onda reflejada de voltaje desde el extremo

remoto. El coeficiente de reflexión ρ_v en el punto de transición es:

$$\rho_v = \frac{V_+ e^{+\gamma x}}{V_- e^{-\gamma x}} = \frac{Z_R - Z_0}{Z_R + Z_0} \quad (2)$$

donde Z_R es la impedancia UPFC en el relé y Z_0 es la impedancia característica de la línea. La impedancia medida en el punto del relé para una fase en presencia de un dispositivo UPFC se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$Z_A = pZ_{1L} + \frac{3R_f}{(Z_\Sigma + 3R_f)K_\delta + 2C_1 + C_0(1 + 3K_{0L})} \quad (3)$$

donde Z_A es la impedancia aparente de la fase A, p es por unidad de longitud de la sección de línea situada entre la falla y los puntos de relevamiento, y Z_{1L} es la impedancia de secuencia positiva de la línea en ohmios, R_f es la resistencia de falla, C_1 y C_0 son factores de distribución de secuencia positiva y secuencia cero respectivamente, K_{0L} el factor de compensación de secuencia cero, Z_Σ son las impedancias de fuente equivalentes y K_δ es la relación de amplitud y el ángulo de transferencia de potencia. Los detalles de esta ecuación se pueden encontrar en [14].

La utilidad del análisis de (3) es la mayor comprensión de la impedancia para condiciones y parámetros de falla específicos.

Para un enfoque más simple, considerando la Fig. 3, se puede utilizar la fórmula (2) para calcular la impedancia en cualquier punto de la línea de transmisión, se observa que el punto x corresponde a donde se ubica el UPFC, Z_x es la impedancia del UPFC y Z_0 es la impedancia característica de la línea. Por lo tanto, cuando una onda viajera llega al UPFC, observa la siguiente impedancia:

$$Z_x = Z_0 + jX_{pq} \quad (4)$$

Al inyectar un voltaje en cuadratura V_{pq} , en un instante dado puede ser reemplazado por un capacitor en serie equivalente que continúa aumentando la transferencia de potencia y el voltaje en las líneas. Usando esta idea, la ecuación (4) se puede reescribir como:

$$Z_x = Z_0 - jX_C \quad (5)$$

donde X_C es la reactancia capacitiva aparente de la tensión síncrona inyectada. Si sustituimos (5) en (2), obtenemos que el coeficiente de reflexión es:

$$\rho_v = \frac{-jX_C}{2Z_0 - jX_C} \quad (6)$$

Considerando los valores reales del modelo de la línea de transmisión analizada en el presente trabajo, voltaje de 500kV, 200 km de longitud y los siguientes parámetros:

Para secuencia positiva:

$$\begin{aligned} L_1 &= 0.9337e^{-3} H/km \\ C_1 &= 12.74e^{-9} F/km \end{aligned} \quad (7)$$

Para secuencia cero:

$$\begin{aligned} L_0 &= 4.1264e^{-3} H/km \\ C_0 &= 7.751e^{-9} F/km \end{aligned} \quad (8)$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = 729.6369 \Omega$$

La reactancia inductiva total de la línea se puede calcular sustituyendo L_l en (9):

$$X_L = \omega L_1 T_{LL} \quad (9)$$

Donde T_{LL} es la longitud de la línea de transmisión. Así: $X_L = 2\pi(60\text{Hz})(0.9337e^{-3}\text{H/km})(200\text{km}) = 70.3993\Omega$.

Considerando una compensación reactiva del 14%, la reactancia capacitiva a 60 Hz y su respectiva capacitancia son:

$$X_C = X_L * 0.14 = 9.8559 \Omega \quad (10)$$

$$C = \frac{1}{\omega X_C} = \frac{1}{2\pi(60\text{Hz})9.8559\Omega} = 0.000261\text{F} \quad (11)$$

De los cálculos anteriores es posible obtener el valor de los coeficientes de reflexión mediante la siguiente expresión.

$$\rho_v = \frac{-j\frac{1}{\omega C}}{2Z_0 - j\frac{1}{\omega C}} \quad (12)$$

Una vez obtenidos los coeficientes, se genera un gráfico variando la frecuencia, Fig. 3.

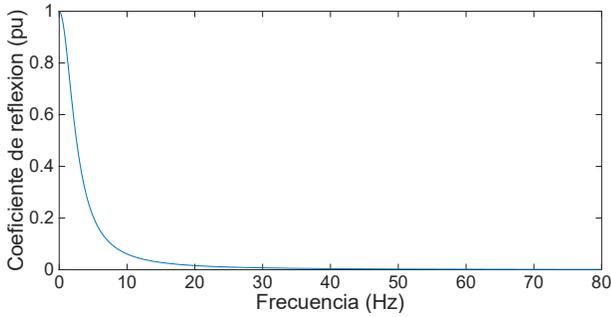


Fig. 3. Barrido de frecuencia para coeficientes de reflexión.

Obsérvese que las TWs atraviesan el UPFC sin cambios de amplitud apreciables. Esto se debe al hecho de que, a las altas frecuencias típicas de los componentes de onda viajera, el coeficiente de reflexión es muy pequeño.

Al considerar los rangos de frecuencia que maneja el UPFC (baja frecuencia), y que debido a la naturaleza de las TWs que son en altas frecuencias, estudios anteriores [15], demuestran que es posible encontrar la localización de la falla a partir de frecuencias de muestreo de la señal alrededor de 20kHz, pero a mayor frecuencia de muestreo se obtiene una mejor resolución de las ondas viajeras obteniendo menores errores porcentuales en la localización. Por lo tanto, lo considerado para este trabajo 80kHz, por arriba de trabajos demostrados que captan la envolvente de las TWs, ofrece una buena relación entre resolución y error.

III. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE ESTUDIO

Para el modelo de estudio se utilizó el diagrama esquemático utilizado en [16], se modificaron las longitudes de las líneas de transmisión alrededor de la UPFC, el modelo en SIMULINK utilizado se observa en la Figura 4. La red cuenta con el dispositivo UPFC entre los buses B1 (extremo local) y B2

(extremo remoto), ubicado a 100 km de B1 y a 100 km de B2. Se cuenta con 3 generadores G1, G2 y G3, con las características que se muestran en la Figura 4.

Los valores de voltaje y corriente adquiridos por este modelo, en el extremo local B1, son utilizados como datos a analizar en el algoritmo propuesto en este trabajo, el modelo está implementado en MATLAB/SIMULINK, 1 segundo de simulación a una frecuencia de muestreo de 80 kHz.

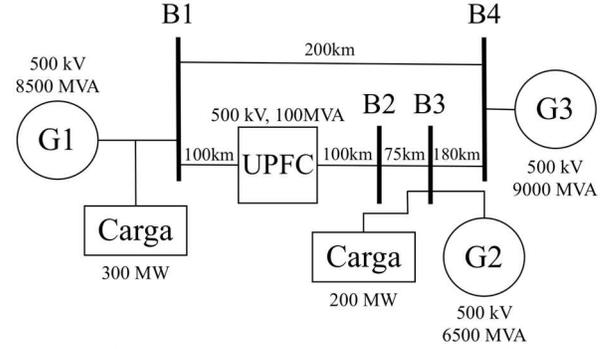


Fig. 4. Modelo de red compensada UPFC para el sistema estudiado.

Consta de dos convertidores basados en GTO de 100 MVA, tres niveles y 48 pulsos, uno conectado en derivación en el bus B1 y otro acoplado en serie entre los buses B1 y B2.

El principio de funcionamiento de los convertidores neutralizados de armónicos controla la tensión del bus B1 controlando la potencia reactiva (Q) absorbida o generada, al mismo tiempo que permite la transferencia de potencia activa (P) al convertidor en serie.

Las fallas se ubican desde la posición del extremo local a 50km, 60km, 70km, 80km, 90km, 110km, 120km, 130km, 140km y 150km. En cada una de las posiciones habrá 3 ángulos de inserción de falla (36°, 72° y 108°), seleccionado debido a estudios previos donde se demuestra que no hay conflictos en ellos [17], y 11 tipos de fallas diferentes, los tipos de falla simulados son entre líneas: AB, AC, BC, AG, BG, CG, ABG, ACG, BCG, ABC y ABCG. Todos los voltajes y corrientes que exporta el modelo están entre valores de -1 y 1, ya que son valores por unidad.

Para complementar el análisis, se realizaron pruebas con 3 valores diferentes de resistencias de falla, los valores son: 0Ω, 25Ω y 50Ω. Además, también se analizará con 3 niveles de compensación del dispositivo UPFC, los valores de compensación son: 0.10pu, 0.12pu y 0.14pu.

Es importante mencionar que a diferencia del enfoque dado en [16], el cual se encarga de analizar el impacto de impedancias por zonas de la red, y el lugar donde es instalado el dispositivo UPFC, el análisis en el presente trabajo utiliza un modelo de instalación en el punto medio que ofrece mejores resultados, profundiza en el desarrollo de un algoritmo para la detección, localización y clasificación, etapas del esquema de protección, con variación de parámetros diferentes y el desacople de líneas.

IV. ALGORITMO DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS

El algoritmo propuesto fue desarrollado en el entorno Python. La estructura del algoritmo se muestra en la Fig. 5.

Los pasos del algoritmo se explican uno por uno en detalle a continuación:

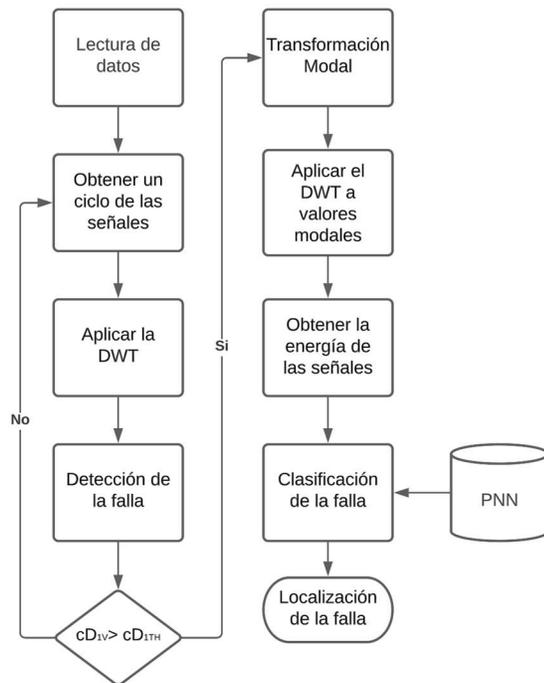


Fig. 5. Algoritmo de detección, clasificación y localización de fallas.

- 1) Lectura de datos: Los valores de voltajes y corrientes de las líneas A, B y C son adquiridos por el modelo de SIMULINK para su procesamiento, se guardan en archivos de valores separados por comas (CSV) para ser leído en el lenguaje Python.
- 2) Obtener un ciclo de las señales: se almacenan en seis vectores, tres para las líneas de voltaje y tres para las de corriente, 1333 valores por vector con una tasa o frecuencia de muestreo de 80kHz, esta cantidad de valores por vector representa al ciclo completo de una señal senoidal, en caso de no encontrar la falla en este vector se tomarán los siguientes 1333 valores sin traslape hasta completar los datos el segundo simulado o encontrar el evento de falla.
- 3) Aplicar la DWT: a partir de los vectores con la información de las señales de voltaje se obtienen los coeficientes de detalle de primer nivel (cD_1) utilizando la wavelet tipo madre Daubechies 4, el cual está demostrado en diversas investigaciones que proporciona resultados adecuados para esquemas de protección [13].
- 4) Detección de la falla: se obtiene la magnitud del pico en los coeficientes de detalle wavelet (cD_{IV}), si $cD_{IV} > cD_{ITH}$ se considera que hay falla. Donde cD_{ITH} es un valor umbral, normalmente el 5% de la tensión de pico de voltaje [3], considerando en este algoritmo un valor de 0.05 debido a que el rango de voltajes están en valores pu, con el fin de detectar la presencia de defectos en la línea. Si ocurrió una falla, el algoritmo avanza al siguiente paso, de lo contrario, regresa al paso de obtener un ciclo de señal para obtener el siguiente ciclo y analizar si hubo una falla y así sucesivamente.

- 5) Transformación Modal: La velocidad a la que se propagan los diferentes modos a lo largo de la línea de transmisión tiene una relación directa con la detección de fallas. La transformación de Clarke se usa para convertir los voltajes medidos por el relé en el extremo local en cantidades modales [18]:

$$V_M = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (13)$$

V_1 también se conoce como modo aéreo 1 y V_2 como modo aéreo 2. V_0 se conoce como modo terrestre. Esta transformación es aplicada para evitar problemas con el acoplamiento de las líneas haciendo la función de desacople de las mismas.

- 6) Aplicar la DWT a valores modales: se aplica la DWT a V_M para obtener los coeficientes cD_{IM} , estas señales se utilizarán posteriormente para la localización de la falla luego de obtener a qué tipo de falla pertenecen, pues se utilizará el modo aéreo más conveniente dependiendo del tipo de falla.
- 7) Obtener la energía de las señales: para calcular la energía de las señales cD_1 y cD_{IM} se utiliza la siguiente expresión matemática:

$$E = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} x^2[n] \quad (14)$$

Se obtienen seis valores de energía correspondientes a voltajes de las tres líneas, los 2 modos aéreos y al modo acoplamiento a tierra.

- 8) Clasificación de la falla: los 6 valores de energía se ordenan en un vector, y cada elemento del vector se divide por la suma de los 6 valores para obtener información sobre la cantidad de energía que aporta cada una de las señales. Estos valores se utilizarán para clasificar las fallas. Cuando se agrega un vector de características a un PNN para el entrenamiento de clasificación, la red determinará el tipo de falla proporcionada en función del vector de características.
- 9) Localización de la falla: al comprobar qué tipo de falla se ha producido, si la falla afecta a la línea A, se utilizará la señal del modo aéreo 1 para detectar la localización de la falla, en caso contrario, se utilizará la señal del lugar de falla del modo aéreo 2. El retardo de tiempo entre el t_{fd} y el t_{rl} que llegan al relé en el extremo local se utiliza para localizar la falla en la línea de transmisión. Ante la presencia de una resistencia de falla, el extremo local detectará TWs reflejadas desde el extremo remoto, los cuales se refractarán nuevamente en el punto defectuoso y llegarán al extremo local en un corto período de tiempo, confundiendo el algoritmo. El análisis de esta adaptación al algoritmo propuesto en [19] se muestra y ejemplifica en [20] para elegir correctamente cuál de las dos ecuaciones aplicar. Después de una discriminación

adecuada, la distancia a la detección se puede estimar usando una de las siguientes ecuaciones:

$$FL = \frac{k_v(t_{fl}-t_{fd})}{2} \quad (15)$$

$$FL = T_{LL} - \frac{k_v(t_{fl}-t_{fd})}{2} \quad (16)$$

T_{LL} es la longitud de la línea de transmisión, k_v es una constante aproximada de la velocidad de la luz, usamos $k_v = 299000\text{km/s}$, un poco menor considerando el medio y el tiempo de transmisión de la energía eléctrica, t_{fl} es el tiempo de llegada del segundo pulso al extremo local, t_{fd} es el tiempo de llegada del primer pulso al extremo local y FL es la distancia a la falla. Las ecuaciones (15) y (16) fueron propuestas en [19].

V. RESULTADOS DEL ALGORITMO

Los resultados del algoritmo propuesto se presentan y analizan en esta sección. La primera parte consiste en detectar el fallo mediante la DWT.

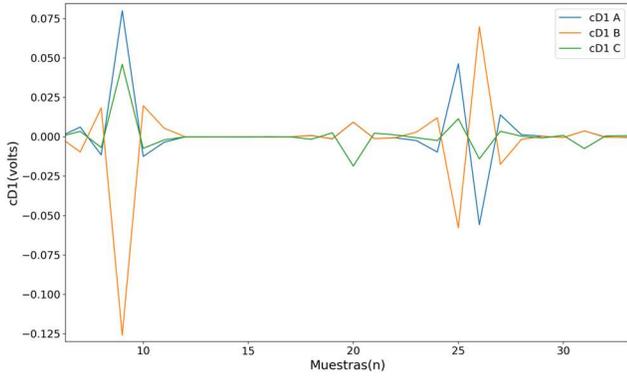


Fig. 6. Valores de cD_1 donde ocurrió la falla.

Un ejemplo de la detección en los coeficientes de detalle cD_1 se ilustra en la Fig. 6, donde se observa que cuando ocurre una falla el valor de los coeficientes es significativamente mayor.

Es sabido que la falla no solo puede ocurrir en la línea que se está analizando que tiene el dispositivo UPFC, sin embargo, existen diversos trabajos que analizan las fallas en las líneas adyacentes [21], y muestran que no afectan la operación del algoritmo con las condiciones del modelo haciendo uso del desacople por la transformada de Clarke y (17). Para garantizar que una falla interna no se confunda con una externa en el bus remoto o en las líneas adyacentes, una falla interna se detecta solo si:

$$k_{fl} - k_{fd} = [lf_s m] \quad (17)$$

Donde l es la longitud de la línea, f_s la frecuencia de muestreo, k_{fd} y k_{fl} son muestras que representan t_{fd} y t_{fl} (tiempos de llegada de frente de onda) en el dominio del tiempo digital, y m es una variable que depende de las velocidades de propagación modal reales de TWs [21].

A. Clasificación de fallas

Se utilizó una PNN para realizar la clasificación del tipo de falla, teniendo en cuenta que el vector de características está

formado por los niveles de energía de la señal indicados en el paso 8 del algoritmo. La PNN tiene 6 neuronas en la capa de entrada, correspondientes a los 6 niveles de energía mencionados, la capa de patrones, la capa de sumas, ambas con su respectivo tamaño dado por la cantidad de etiquetas y tamaño del vector de entrada, la capa de salida de una neurona que representa a la clase del tipo de la falla predicha y distribución normal como función de densidad de probabilidad con desviación estándar de 0.035. El valor de la desviación coincide con el rango de usado por la capa de entrada.

Los 6 valores de energía recopilados para cada tipo de falla y resistencias de falla se utilizaron para generar los vectores de características, de los cuales el 80 % se usará para el entrenamiento de la red y el 20 % se usará como un conjunto de validación.

Se contemplan las siguientes señales para la etapa de clasificación:

- 330 señales generadas por los 11 tipos de falta, nivel de compensación de 0,10 pu, ángulo de inicio de 36° y los 3 valores diferentes de resistencias 0, 25 y 50Ω .
- 220 señales generadas por los 11 tipos de falta, valor de resistencia de 0Ω , ángulo de inicio de 36° , y los otros 2 diferentes niveles de compensación 0.12 y 0.14 pu.
- 220 señales generadas por los 11 tipos de falta, valor de resistencia de 0Ω , nivel de compensación de 0,10 pu, y las otras 2 diferentes ángulos de inicio 72° y 108° .

El total de señales utilizadas en la etapa de clasificación es de 770, siendo 616 de entrenamiento y 154 de validación. Hubo 147 verdaderos positivos y 7 falsos positivos en la validación, por lo tanto, el error relativo fue 7/154 o también expresado como 0.0454. El porcentaje de error es por tanto 4.5454%, el clasificador tiene una precisión de 0.954, la eficiencia de clasificación es 95.45%.

TABLA I
MATRIZ DE CONFUSIÓN

Clase real	Clase prevista										
	ABC	BC	AC	AB	ABCG	BCG	ACG	ABG	CG	BG	AG
ABC	12	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
BC	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AC	0	0	13	0	0	0	1	0	0	0	0
AB	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0
ABCG	1	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0
BCG	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0
ACG	0	0	1	0	0	0	13	0	0	0	0
ABG	0	0	0	0	2	0	0	12	0	0	0
CG	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0
BG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0
AG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14

La Fig. 7 muestra un gráfico en el que se utilizan coordenadas paralelas para visualizar y analizar conjuntos de datos de alta dimensión [22]. Cada conjunto de datos que representa una clase es del mismo color y muestra el comportamiento de los elementos de cada clase para cada banda de energía, esto muestra que los vectores de energías si cumplen un patrón de representación de una clase.

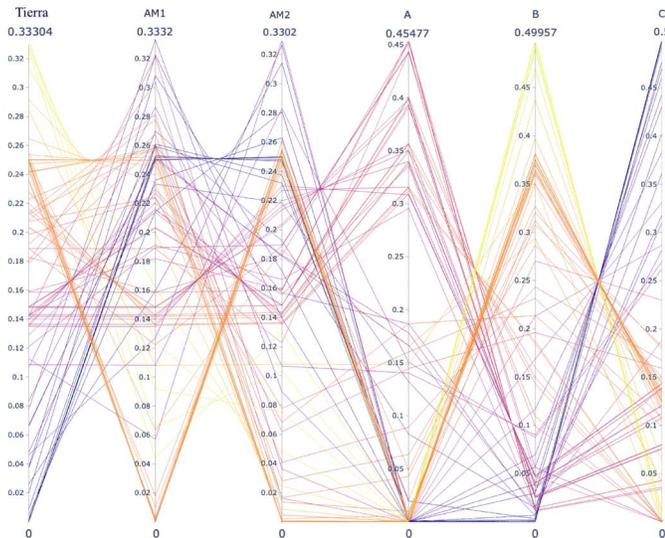


Fig. 7. Gráfico de coordenadas paralelas de los 11 tipos de fallas por color y sus valores.

En la Fig. 8 la Característica Operativa del Receptor (ROC) donde se observan los resultados de la clasificación, a través de los valores verdaderos positivos y falsos positivos la eficiencia del clasificador.

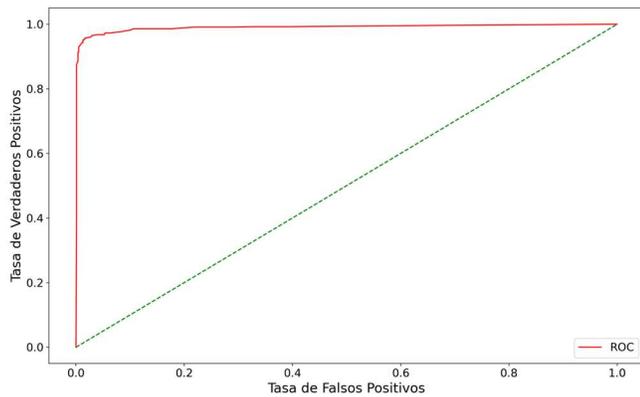


Fig. 8. Curva ROC.

B. Localización de Fallas

Se simularon varios tipos de fallas a lo largo de la línea de transmisión para validar el desempeño del algoritmo de localización de fallas.

La Fig. 9 muestra la señal observada durante un evento de falla utilizando los coeficientes Wavelet correspondientes, ya sean los del modo aéreo 1 o 2, según el caso explicado

anteriormente. La falla se aplicó a 70 km del extremo local. El algoritmo valida correctamente la polaridad de ambas señales y calcula la distancia a la falla en 70.41 km.

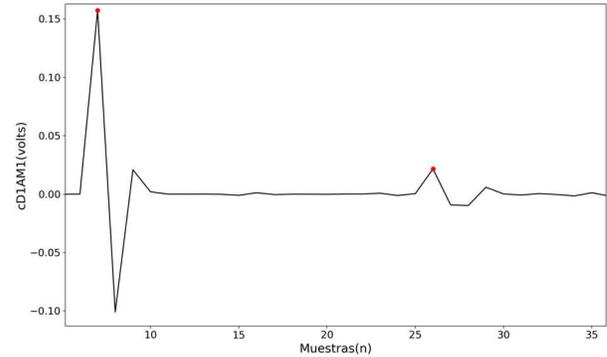


Fig. 9. Ejemplo de valores de cD_1 para la localización de fallas.

En el cálculo del error, para tener una mejor comparación, se toma en cuenta el tamaño de la línea de transmisión, por lo que se obtiene con la siguiente expresión matemática:

$$error = \frac{|valor\ calculado - valor\ real|}{TLL} \tag{17}$$

Las tablas II, III, IV y V muestran los resultados obtenidos para los diferentes experimentos. La Tabla II muestra el cálculo de la distancia de la falla cuando cambian los niveles de compensación dados por el UPFC, el tipo de falla utilizada es AG para representar los cambios en la compensación en el cálculo de la distancia, en estos resultados se muestra que las variaciones de compensación no impactada en el algoritmo, incluso una compensación de 0.2 que corresponde a 100 kV, lo cual es significativamente una compensación alta.

La Tabla III muestra los valores de distancia de las fallas calculados para todo tipo de fallas, así como su porcentaje de error, para esta tabla el valor de resistencia de falla es 0Ω , el ángulo de inicio de falla es 32° y el nivel de compensación es 0.10 pu.

La Tabla IV menciona los valores de 4 tipos de falla representativos para observar los cambios en el cálculo de la distancia de falla cuando la resistencia toma los valores de 0, 25 y 50Ω . Se realizaron experimento con un valor alto de resistencia de la falla, con un valor de 200Ω para demostrar los efectos de resistencias más grandes para la localización de falla.

Finalmente, la Tabla V muestra los valores para el cálculo de la distancia de falla cuando cambia el ángulo de inicio de falla, utilizando los mismos 4 tipos de fallas que en el caso del análisis cuando cambia la resistencia de falla.

TABLA II
EFECTO DEL NIVEL DE COMPENSACIÓN

Voltaje de Compensación (pu)	Distancia de la falla aplicada (km)									
	50	60	70	80	90	110	120	130	140	150
0.10	48.18	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.16	129.58	140.70	151.81
0.12	48.18	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.16	129.58	140.70	151.81
0.14	48.18	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.16	129.58	140.70	151.81
0.17	48.18	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.16	129.58	140.70	151.81
0.20	48.18	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.16	129.58	140.70	151.81

TABLA III
EFECTO DE VARIOS TIPOS DE FALLAS

Tipo de Falla	Distancia de la falla aplicada (km)										Error (%)
	50	60	70	80	90	110	120	130	140	150	
	Falla calculada (km)										
AB	48.18	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81	0.633
AC	48.18	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.62
BC	48.18	59.22	70.41	77.83	88.89	111.05	122.16	129.58	140.70	151.81	0.6215
AG	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81	0.6285
BG	48.13	59.22	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.70	151.81	0.6335
CG	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81	0.6325
ABG	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.632
ACG	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.24	122.27	129.58	140.70	151.81	0.63
BCG	48.13	59.22	70.41	77.83	88.89	111.05	122.16	129.58	140.82	151.81	0.623
ABC	48.18	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.6255
ABCG	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.633

TABLA IV
EFECTO DE LA RESISTENCIA DE FALLA

Tipo de Falla	Resistencia de Falla (ohms)	Distancia de la falla aplicada (km)										Error (%)
		50	60	70	80	90	110	120	130	140	150	
AG	0	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81	0.6285
	25	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81	0.6285
	50	48.13	59.3	70.41	77.83	89.02	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81	0.625
	200	51.88	59.22	70.41	81.58	91.77	108.88	122.27	129.58	140.82	151.88	0.6465
ABG	0	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.632
	25	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.27	129.58	140.70	151.81	0.635
	50	48.57	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.6035
	200	51.88	59.22	70.41	81.58	91.77	111.24	122.27	129.58	140.82	151.88	0.6525
ABCG	0	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.633
	25	48.13	59.3	70.41	77.91	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.88	0.625
	50	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81	0.6255
	200	51.88	59.22	70.41	81.58	88.89	108.88	118.52	133.33	140.82	151.88	0.7195
AB	0	48.18	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81	0.633
	25	48.13	59.22	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81	0.6395
	50	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81	0.6355
	200	48.57	59.3	70.41	77.83	91.77	111.24	122.27	129.58	140.82	151.81	0.6520

TABLA V
EFECTO DEL ÁNGULO DE INSERCIÓN

Tipo de Falla	Ángulo de inserción	Distancia de la falla aplicada (km)									
		50	60	70	80	90	110	120	130	140	150
AG	36°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81
	72°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81
	108°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.95	111.05	122.27	129.58	140.82	151.81
ABG	36°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81
	72°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81
	108°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81
ABCG	36°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81
	72°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81
	108°	48.13	59.3	70.41	77.83	88.89	111.05	122.27	129.58	140.70	151.81
AB	36°	48.18	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81
	72°	48.18	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81
	108°	48.18	59.3	70.41	77.83	88.89	111.24	122.16	129.58	140.82	151.81

VI. CONCLUSIÓN

De acuerdo al análisis de los coeficientes de reflexión, para las frecuencias de interés para el esquema de protección, las TWs logran pasar por la UPFC y llegar al extremo local, donde se pueden extraer los valores utilizados por el algoritmo. En términos de detección de fallas, el algoritmo puede detectar todo tipo de fallas a lo largo de la línea de transmisión bajo una variedad de situaciones de fallas y sistemas.

Se puede observar que los errores varían antes y después de la ubicación de la UPFC, sin embargo, cabe señalar que para todos los casos estudiados el error se mantiene cercano al 0.6%.

Esto corresponde al error que existe en la naturaleza del análisis utilizando TWs, por lo tanto, los resultados están dentro de lo esperado.

La eficiencia de clasificación es del 95.45% y se muestra con su gráfico de comportamiento de los niveles de energía que cada clase tiene su nube de valores en común. Los procesos de clasificación y localización no se vieron afectados por las

variaciones del ángulo de inicio de falla o los niveles de compensación, y los valores cambian ligeramente en el caso de diferentes resistencias de falla.

El desarrollo propuesto tiene una ventaja comparativa sobre algoritmos anteriores para líneas de transmisión compensadas UPFC, porque selecciona qué señal es la más adecuada para el algoritmo donde se obtiene la localización después de la clasificación del tipo de falla, mejorando la toma de decisiones sobre qué coeficientes ofrecen menos errores dependiendo de las líneas donde ocurrió la falla.

Las perturbaciones en las líneas de transmisión provocan un mal funcionamiento en los localizadores de fallas, ya sean por eventos de maniobra u otro tipo de perturbaciones, para atender este problema. En [23] se propuso una técnica de optimización del tiempo para usar con localizadores de fallas basados en ondas viajeras, esto evita perturbaciones y, como resultado, evita decisiones imprecisas y posibles operaciones incorrectas. Lo que indica que un evento de falla es diferente en tiempos, magnitudes y frecuencias que otros tipos de perturbaciones.

Para reducir el riesgo de malfuncionamiento del algoritmo para la localización de la falla es necesario complementar el entrenamiento con eventos de otro tipo de perturbaciones para contemplar escenarios más realistas, sin embargo, se ha demostrado en diversos trabajos [23-24], que para este tipo de algoritmos basados en TWs las diferencias entre los eventos son considerables, por lo tanto, en entrenamientos como el propuesto en este trabajo los resultados en la clasificación no variarían de forma.

Al contemplar el presente trabajo en un escenario real con equipo que se utiliza en la mayoría de las líneas de transmisión nos encontramos con distintas limitaciones dadas por las características reales de los dispositivos que intervienen en el proceso de monitoreo y adquisición de las señales, siendo el caso más puntual para el algoritmo propuesto los problemas derivados con la frecuencia de 80kHz necesarias para la resolución utilizada en la localización de las fallas. La mayoría de los transformadores de corriente operan en un ancho de banda por debajo de lo necesitado, sin embargo, se han propuesto como solución el uso de dispositivos ópticos u otros sistemas como el sistema OPLAT power link de siemens para combatir esta limitación.

REFERENCIAS

- [1] M. T. Azmi, N. Sofizan Nik Yusuf, I. D. Sheikh Kamar S. Abdullah, M. Khairun Nizam Mohd Sarmin, N. Saadun and N. N. Nor Khairul Azha, "Real-Time Hardware-in-the-Loop Testing Platform for Wide Area Protection System in Large-Scale Power Systems," 2019 IEEE International Conference on Automatic Control and Intelligent Systems (I2CACIS), Selangor, Malaysia, 2019, pp. 210-215, doi: 10.1109/I2CACIS.2019.8825035.
- [2] M. Khoshbouy, A Yazdaninejadi, and T. G. Bolandi, "Transmission line adaptive protection scheme: A new fault detection approach based on pilot superimposed impedance," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, 107826, May 2022.
- [3] V. S. R. Parihar, "UPFC based distance relays for protection of transmission systems employing FACTS," *International Journal of Advanced Engineering and Technology*, vol. 2, issue 2, pp. 04-07, May 2018.
- [4] S. Biswas, P. and K. Nayak, "State of the art on the protection of FACTS compensated high voltage transmission lines: a review," *IET Journals, High Volt*, vol. 3, issue 1, pp. 21-30, February 2018.
- [5] S. Jamali, A. Kazemi and H. Shateri, "Modified distance protection in presence of upfc on a transmission line," 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), London 2010, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2010.1003.
- [6] S. Jamali, A. Kazemi and H. Shateri, "Distance Relay Tripping Characteristic in Presence of UPFC," 2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems, New Delhi, India, 2006, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEDES.2006.344327.
- [7] M. Khederzadeh, "UPFC operating characteristics impact on transmission line distance protection," 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, USA, pp. 1-6, 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596219.
- [8] B. Kumar, A. Yadav, and M. Pazoki, "Impedance differential plane for fault detection and faulty phase identification of FACTS compensated transmission line," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, issue 4, pp. 1-21, April 2019.
- [9] S. Mishra, S. Gupta, A. Yadav, A.Y Abdelaziz, "Traveling Wave-Based Fault Localization in FACTS-Compensated Transmission Line via Signal Decomposition Technique," *Energies*, vol. 16, 2023.
- [10] S. Mishra, S. Gupta, A. Yadav, "Intrinsic time decomposition based fault location scheme for unified power flow controller compensated transmission line," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 30. 2020.
- [11] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, "Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems," IEEE Press, New York, 2000.
- [12] M. Khalili, F. Namdari, and E. Rokrok, "A fault location and detection technique for STATCOM compensated transmission lines using game theory," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, issue 11, pp. 1688-1701, June 2021.
- [13] M. Pourahmadi-Nakhli and A. A. Safavi, "Path Characteristic Frequency-Based Fault Locating in Radial Distribution Systems Using Wavelets and Neural Networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 772-781, April 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2050218.
- [14] A. Kazemi, S. Jamali and H. Shateri, "Measured impedance by distance relay in presence of UPFC on next line," 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference, Johor Bahru, Malaysia, 2008, pp. 559-564, doi: 10.1109/PECON.2008.4762538.
- [15] P. Jafarian and M. Sanaye-Pasand, "A Traveling-Wave-Based Protection Technique Using Wavelet/PCA Analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 2, pp. 588-599, April 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2037819.
- [16] S. Mishra, S. Gupta and A. Yadav, "Study on factors affecting distance protection scheme of UPFC compensated transmission lines," 2020 First International Conference on Power, Control and Computing Technologies (ICPC2T), Raipur, India, 2020, pp. 143-148, doi: 10.1109/ICPC2T48082.2020.9071515.
- [17] S.S.B. Azevedo, R.L.S. França, J.T.L.S. Campos, F.B. Costa, "Comprehensive analysis of the fault inception angle influence in fault-induced traveling waves," *Electric Power Systems Research*, Volume 195, 2021.
- [18] D. Jeltsema, and J. M.A. Scherpen, "On the Existence of Lagrangians for Clarke and Park Transformed Switched-Mode Electrical Networks," 11th IFAC Symposium on Nonlinear

Control Systems NOLCOS, Vienna, Austria, vol. 52, issue 16, pp. 90-95, September 2019.

- [19] A. Abur, and F. Magnago, "Use of time delays between modal components in wavelet-based fault location," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22, issue 6, pp. 397-403, August 2000.
- [20] E. Reyes-Archundia, E. Moreno-Goytia and J.L. Guardado, "An algorithm based on traveling waves for transmission line protection in a TCSC environment," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 60, pp. 367-377, September 2014.
- [21] A. R. L. d. S. França et al., "Traveling Wave-Based Transmission Line Earth Fault Distance Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 2, pp. 544-553, April 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2984585.
- [22] D. K. I. Weidele, "Conditional Parallel Coordinates," 2019 IEEE Visualization Conference (VIS), Vancouver, BC, Canada, 2019, pp. 221-225, doi: 10.1109/VISUAL.2019.8933632.
- [23] M. Parsi and P. A. Crossley, "Optimised Time for Travelling Wave Fault Locators in the Presence of Different Disturbances Based on Real-World Fault Data," *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, pp. 138-146, 2021, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3069365.
- [24] A. J. Arana, J. N. Bank, R. M. Gardner and Y. Liu, "Estimating Speed of Frequency Disturbance Propagation Through Transmission and Distribution Systems," 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA, USA, 2006, pp. 1286-1290, doi: 10.1109/PSCE.2006.296491.



Javier Rodríguez-Herrejón (S'11) received the B.Eng. degree in Electronics Engineering from Instituto Tecnológico de Morelia, in 2015, Morelia, Mexico, and the M.Sc. degree in Electrical Engineering from Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, Morelia, Mexico, in 2018. He is currently studying for his PhD at the Instituto Tecnológico de Morelia. His current research interests include image and signal processing.



Enrique Reyes-Archundia (M'08–SM'17) received the B.Eng. degree in electronics and the Ph.D. degree in electrical engineering from Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Mexico, and the M.Sc. degree in Electronics from National Center for Research and Technological Development (CENIDET), Cuernavaca, Mexico. He is currently a Full-Time Professor under electronics graduated program with Instituto Tecnológico de Morelia. His current research interests include control systems for smart grid and signal processing.



A. Gutiérrez-Gnecchi (M'04–SM'18) received the B.Eng. degree in industrial electronics from Instituto Tecnológico de San Luis Potosi, Soledad de Graciano Sánchez, Mexico, and the M.Sc. degree in instrumentation and analytical science and Ph.D. degree in electrical and electronics engineering from the University of Manchester, Manchester, U.K. He is currently a Full-Time Professor under electronics graduated program with Instituto Tecnológico de Morelia. His current research interests include smart metering systems in diverse fields such as biomedical and agricultural.



Juan Olivares-Rojas (S'03–M'07–SM'17) received the B.Eng. degree in computer systems and de PhD in engineering sciences with Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Mexico, and the M.Sc. degree in computer sciences with the National Center for Research and Technological Development (CENIDET), Cuernavaca, Mexico. He is currently a Full-Time Professor with the Department of Systems and Computing, Instituto Tecnológico de Morelia. His current research interests include cyber security, smart grid, and distributed systems.



Arturo Méndez-Patiño received the degree of M.C. in Electronic Engineering at CENIDET in Cuernavaca, Morelos and the Ph.D. in Sciences in Electronic Engineering at the Polytechnic University of Valencia, in Spain. He is currently a research professor at the Technological Institute of Morelia. His areas of interest are advanced signal processing and its application to power systems.