



TECNOLOGÍA
en marcha

Revista trimestral
Diciembre 2021
Volumen 34
ISSN-E 2215-3241

Número especial
**Congreso de Alta Tensión y
Aislamiento Eléctrico 2021**



TEC | Tecnológico
de Costa Rica

Publicación y directorio en catálogos



DOAJ



Comisión Editorial

Felipe Abarca Fedullo. Director.
Instituto Tecnológico de Costa Rica

Juan Antonio Aguilar Garib
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León.
México

Carlos Andrés Arredondo Orozco
Facultad de Ingenierías
Universidad de Medellín. Colombia

Lars Köhler
Experimenteller Botanischer Garten
Georg-August-Universität Göttingen.
Alemania

Jorge Solano Jiménez
Instituto Costarricense del Cemento
y del Concreto

Edición técnica

Alexa Ramírez Vega

Revisión filológica

Esperanza Buitrago Poveda

Diseño gráfico

Felipe Abarca Fedullo

Diagramación

Alexa Ramírez Vega

Diseño de cubierta

Felipe Abarca Fedullo

Imagen de cubierta

<https://freepik.es>

Datos de catalogación en publicación

Tecnología en Marcha / Editorial Tecnológica
de Costa Rica. - Vol. 34 especial, Diciembre
2021- Trimestral
ISSN-E 2215-3241

1. Ciencia y Tecnología –
Publicaciones periódicas CDD:600



TEC | Tecnológico
de Costa Rica

Apdo 159-7050 Cartago, Costa Rica
Tel.:(506) 2550-2297, 2550-2618

Correo electrónico: editorial@itcr.ac.cr

Web: editorial.tec.ac.cr

http://revistas.tec.ac.cr/tec_marcha



Editorial Tecnológica
de Costa Rica

TEC | Tecnológico
de Costa Rica

La Editorial Tecnológica de Costa Rica es una dependencia especializada del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Desde su creación, en 1978, se ha dedicado a la edición y publicación de obras en ciencia y tecnología. Las obras que se han editado abarcan distintos ámbitos respondiendo a la orientación general de la Institución.

Hasta el momento se han editado obras que abarcan distintos campos del conocimiento científico-tecnológico y han constituido aportes para los diferentes sectores de la comunidad nacional e internacional.

La principal motivación de la Editorial es recoger y difundir los conocimientos relevantes en ciencia y tecnología, llevándolos a los sectores de la comunidad que los requieren.

La revista *Tecnología en Marcha* es publicada por la Editorial Tecnológica de Costa Rica, con periodicidad trimestral. Su principal temática es la difusión de resultados de investigación en áreas de Ingeniería. El contenido de la revista está dirigido a investigadores, especialistas, docentes y estudiantes universitarios de todo el mundo.

Publicación y directorio en catálogos



TECNOLOGÍA *en marcha*

Contenidos

Presentación

Sandra Vega-Gómez3

Registrador universal de alta tensión para los laboratorios de ensayo

Universal high voltage recorder for testing laboratories

Abderrahim Khamlichi, Fernando Garnacho, Jorge Rovira, Pascual Simón5

Procedimiento para caracterizar analizadores de descargas parciales de HF, VHF y UHF utilizados para el diagnóstico de las redes e instalaciones de alta tensión

Procedure for characterization of HF, VHF and UHF analysers used in high voltage installations diagnosis

Fernando Garnacho, Abderrahim Khamlichi, Jorge Rovira, Pascual Simón, Ángel Ramírez, Fernando Álvarez 17

Acercamiento al cálculo de índice de salud de transformadores de fuerza en Cuba

An approach on calculation of Health Index of power transformers in Cuba

Jorge Juan Montané-García, Orestes Nicolás Hernández-Areu, Alfredo Manuel del-Castillo-Serpa.....34

Detección de Descargas Parciales en una Instalación Eléctrica Subterránea por Medio de Procesamiento Digital de Imágenes Térmicas

Detection of Partial Discharges in an Underground Electrical Installation by means of Digital Thermal Image Processing

Adrián González-Parada, Rubén Jaramillo-Vacío, Ricard Bosch-Tous, Pau Casals-Torrens48

Inspección inteligente de líneas de alta tensión con drones

Intelligent Inspection of Power Lines with Drones

Javier A. Meza-Mora, Adolfo Gómez-Astúa, Alejandro Prado-Mora62

Certificación energética de un edificio de oficinas

Energy certification of an office building

Miguel Castro-Fernández, Miriam Vilaragut Llanes, Aziz Oloroun-Shola Bissiriou..... 70

Una técnica de excitación natural extendida para el análisis modal de datos ambiente del sistema eléctrico de potencia

An extended natural excitation technique for the modal analysis of ambient power system data

Jose J. Nuño-Ayón, Julián Sotelo-Castañón, Eduardo S. Bañuelos-Cabral, Jorge L. García-Sánchez83

Challenges of Storage in Large Power Systems

Desafíos del Almacenamiento en Grandes Sistemas de Potencia

Gustavo A. Gómez-Ramírez, Carlos Meza95

Uso de tecnologías disruptivas con BIM (Building Information Modelling)

The application of BIM (Building Information Modelling) with disruptive innovation
Leonardo Morales-Conejo 106

Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos

On-line monitoring of power transformers. A critical review of temperature sensors, oil moisture and dissolved gases
Santiago Salamanca, Alexander Céspedes, Guillermo Aponte..... 114

Metodología para la evaluación de la condición de cambiadores de derivaciones bajo carga según su índice de salud

A methodology for assess the on-load tap changers condition according to their health index
Edgar Herney Cañar-Ramirez, Guillermo Aponte-Mayor, Andrés Felipe Cerón-Piamba 126

Simulación de redes eléctricas con procesamiento paralelo mediante Matlab

Electrical network simulation by using parallel processing techniques and Matlab
Dante López-Coronado, Iván Ceja-Cerrato, Verónica A. Galván-Sánchez, José A. Gutiérrez-Robles, Carlos A. López-de-Alba, Eduardo S. Bañuelos-Cabral, Jorge L. García-Sánchez, Julián Sotelo-Castañón, José de Jesús Nuño-Ayón..... 142

Modelagem computacional da resposta transitória de sistemas de aterramento por meio de circuitos equivalentes

Computational modeling of grounding systems transient response using equivalent circuits
Arthur Francisco Andrade, Edson Guedes da Costa, George Rossany Soares de Lira, Marconni Freitas Barroso Ribeiro Gonçalves..... 158

Análise de um novo fator geométrico para medição de resistividade do solo

Analysis of a new geometric factor for soil resistivity measurement
Arthur Francisco Andrade, Edson Guedes da Costa, George Rossany Soares de Lira, Matheus Cavalcante Rique 171

Redes neuronales artificiales para la predicción de flujos de carga aplicadas al sistema de transmisión de Uruguay

Artificial neural networks for the prediction of power flows applied to the Uruguayan transmission system.
Santiago Garabedian, Rodrigo Porteiro, Pablo Pena..... 182

Agrupación difusa como herramienta para reducir la subjetividad en el diagnóstico de aisladores poliméricos

Fuzzy clustering as a tool for reducing subjectivity in the diagnosis of polymer insulators
João Pedro da Costa Souza, Edson Guedes da Costa, Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega, Bruno Albuquerque Dias, Antonio Francisco Leite Neto..... 193

Interacción computacional entre BIM y SAP para modelamiento de la deformación de cables aéreos en subestaciones de alta tensión

Computational interaction between BIM and SAP for modeling the deformation of aerial cables in high voltage substations
Hector Oviedo, Gilbert L. Bothia, Elkin L. Henao..... 205

Desenvolvimento de algoritmos de inteligência artificial para detecção de defeitos em para-raios a partir de imagens termográficas

Development of artificial intelligence algorithms for detection of defects in surge arresters from thermal images
Samuel Cesarino da Nóbrega, Pablo Bezerra Vilar, George Rossany Soares de Lira..... 220

Avaliação de técnicas de inteligência artificial na classificação de descargas parciais

Evaluation of artificial intelligence techniques in the classification of partial discharges
Allan D. C. Silva, Itaiara F. Carvalho, Luiz A. M. M. Nobrega, George V. R. Xavier, Edson G. da Costa..... 232

Metodologia para geração de sinais de arco elétrico para otimização de cenários de medições

Methodology for radio signal generation in the study of high voltage circuit breakers
Nieremberg J. P. de Lyra Ramos, Alexandre Jean Rene Serres, Edson Guedes da Costa, Alfredo Gomes Neto 245

Presentación

Sandra Vega-Gómez

Congreso Internacional de Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2021

Para el ICE y CECACIER fue un honor la realización de este congreso internacional ALTAE los días 8,9 y 10 de setiembre del 2021, lo cual permitió la discusión y la transferencia de conocimiento del más alto nivel técnico en las temáticas relacionadas con el alta tensión y el aislamiento eléctrico, donde se tuvo la oportunidad de presentar las experiencias de importantes especialistas, que trabajan de forma constante en el desarrollo de soluciones para afrontar de la mejor manera los problemas de los sistemas eléctricos y abordados desde las buenas prácticas y la innovación tecnológica, que refiere a la eficiencia operativa, la modernización y transformación digital, así como en la efectividad de talento humano. ALTAE 2021 fue declarado como evento del Interés público y nacional, el 28 enero de 2021 con el decreto N° 42557-MINAE, gracias al apoyo del Ministro de Ambiente y Energía, y el Presidente de la República

Este Congreso Internacional resulta de vital importancia para el país por cuanto nos permite el intercambio de conocimiento en temas tan relevantes para la industria eléctrica como lo son los indicadores de calidad del servicio y pérdidas de energía, ya que esto nos permitirá poder desarrollar estrategias que mejoren la rentabilidad, utilizando la minería de datos, apoyándose en la inteligencia artificial (IA), la realidad virtual y la realidad aumentada, entre otras soluciones tecnológicas.

En la región latinoamericana se cuenta con una infraestructura eléctrica que ya tiene muchos años en servicio, y se requiere ir realizando las mejoras, los refuerzos y las renovaciones de los activos estratégicos requeridos para mantener la capacidad de transmisión, sin generar restricciones a las transacciones energéticas. Poder conocer sobre las buenas prácticas de la industria eléctrica, las nuevas técnicas y opciones para atender los problemas que enfrentamos en nuestro sector, es una oportunidad para mejorar la competitividad de los mercados eléctricos.

Es así, que este congreso tiene como objetivo fomentar la discusión y difusión de las nuevas tecnologías, investigación y cooperación conjunta. Además, representa una oportunidad para que las empresas eléctricas, universidades y entidades gubernamentales, para que analicen y compartan las acciones de planificación y desarrollo en materia de Transmisión eléctrica, peajes, tarifas, gestión de la demanda en transición energética, reformas de los mercados eléctricos y otros temas técnicos.

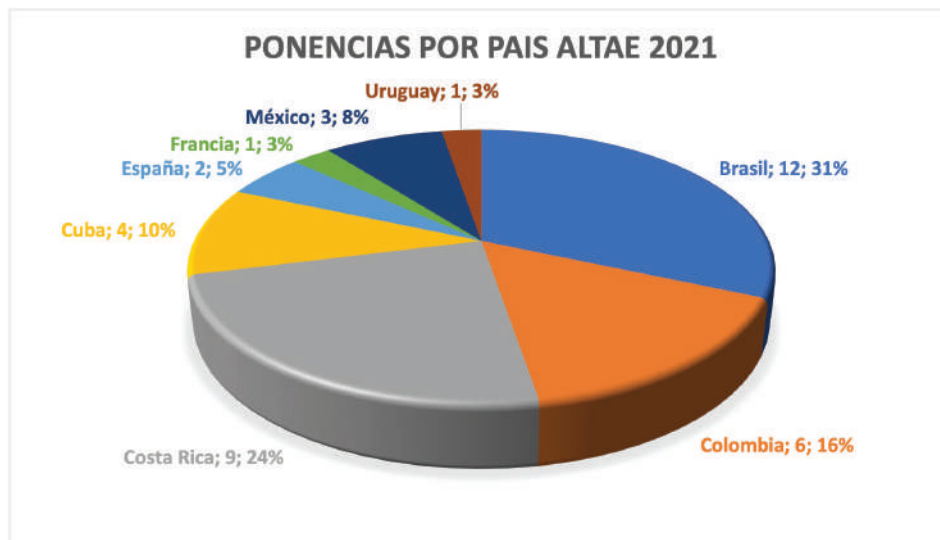
El congreso ALTAE se celebra bianualmente desde 1995 y rota su sede a lo largo de diferentes países teniendo como objetivo principal el fomentar la discusión y difusión de las técnicas y tecnologías relacionadas con las temáticas de alta tensión, así como difundir y promocionar los programas de formación y acreditación del personal que trabaja en el ámbito de la alta tensión. Se adjunta la línea de tiempo con los países sedes desde 1995:





Dada la naturaleza de ALTAE, se buscó organizar un evento en el que expertos regionales de la academia y la industria pudieran llevar a cabo ponencias sobre toda aquella temática de alta tensión y aislamiento eléctrico, en esta ocasión se presentaron 38 ponencias relacionadas con las temáticas:

- Sistemas eléctricos de potencia
- Energías renovables
- Análisis de transitorios electromagnéticos y electromecánicos
- Técnicas de ensayo y medición en alta tensión
- Diagnóstico del comportamiento de equipos y componentes
- Aplicación BIM- Gemelo digital en Sector Eléctrico-Virtualización de los activos
- Inteligencia Artificial- Minería de datos- Simulación- Computo en la nube- sensores conectados a la red
- Mantenimiento del futuro- Inspección por drones, tecnologías no invasivas



Participación en las conferencias de ALTAE 2021, con base a los reportes obtenidos de ambas plataformas virtuales se registra que el miércoles 08/09/2021 fue el día de mayor afluencia durante el acto de apertura oficial con una participación de 253 personas, y en promedio la participación diaria fue de 216 personas.

Registrador universal de alta tensión para los laboratorios de ensayo

Universal high voltage recorder for testing laboratories

Abderrahim Khamlichi¹, Fernando Garnacho², Jorge Rovira³,
Pascual Simón⁴

Khamlichi, A; Garnacho, F; Rovira, J; Simón, P. Registrador universal de alta tensión para los laboratorios de ensayo. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 5-16.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6008>



- 1 LCOE-FFII. Universidad Politécnica de Madrid, España. Correo electrónico: ak@ffii.es
- 2 LCOE-FFII. Universidad Politécnica de Madrid, España. Correo electrónico: fernando.garnacho@ffii.es
- 3 LCOE-FFII, España. Correo electrónico: jrovira@ffii.es
- 4 LCOE-FFII. España. Correo electrónico: psimon@ffii.es

Palabras Clave

Instrumento de medida universal; laboratorio de alta tensión; medida universal; divisor de tensión.

Resumen

Tradicionalmente los laboratorios de alta tensión (AT) han precisado diferentes instrumentos de medida para medir las tensiones alternas 50/60 Hz (AC), mediante voltímetros de cresta, impulsos de tensión tipo rayo, mediante medidores de tensiones de cresta y osciloscopios y la carga aparente, mediante instrumentos de medida de descargas parciales (DP). Todos ellos con requisitos técnicos muy diferentes recogidos en normas aplicables al hardware y software (normas de la serie IEC 61083 [1] y norma IEC 60270 [2]). Sin embargo, la evolución tecnológica de los instrumentos de medida ha permitido que estas medidas se puedan y deban realizarse a través de registradores digitales A/D de altas prestaciones. En este artículo se describe el nuevo sistema de medida desarrollado por el LCOE “*Registrador Universal de Alta Tensión*”, denominado como “*RUAT*”, capaz de ser utilizado para las cinco medidas típicas de alta tensión en un laboratorio: AC, DC, impulso tipo rayo (1,2/50 μ s), impulso tipo maniobra 250/2500 μ s) y DP.

Keywords

Universal measuring instrument; high voltage laboratory; universal measurement; voltage divider.

Abstract

Traditionally, high-voltage (HV) laboratories have required different measuring instruments to measure alternating voltages 50/60 Hz (AC), using peak voltmeters, lightning impulses, through peak voltage meters and oscilloscopes and the apparent load, by means of partial discharge (PD) measuring instruments. All of them with very different technical requirements included in standards applicable to hardware and software (standards of the IEC 61083 [1] series and IEC 60270 [2] standard). However, the technological evolution of measuring instruments has allowed these measurements could be carried out through high-performance digital A/D recorders. This article describes the new measuring system developed by the LCOE “*Universal High Voltage Recorder*”, known as “*RUAT*”, capable of being used for the five typical measurements of high voltage in a laboratory: AC, DC, lightning impulse (1.2/50 μ s), switching impulse (250/2500 μ s) and PD.

Introducción

Las medidas de las tensiones alternas se pueden realizar con registradores digitales con impedancia de entrada de 1 M Ω , anchos de banda de kilohercios (kHz) y velocidades de muestreo de decenas de kilosamples por segundo (kS/s). Las medidas de impulsos tipo rayo también se realizan con impedancia de entrada de 1 M Ω pero con anchos de banda de decenas de MHz y velocidades de muestreo de 100 a 200 kS/s. Por otro lado, los medidores de descargas parciales trabajan con anchos de banda y velocidades de muestreo similares a los requeridos para impulsos tipo rayo, pero con una impedancia de entrada de 50 Ω . Existen registradores digitales en el mercado que ofrecen soluciones en sus rangos de entrada capaces de adaptarse a los requisitos técnicos exigidos por todas las medidas mencionadas anteriormente, lo que permite disponer de un solo instrumento de medida, denominado como

universal, que pueda incluir todas las funcionalidades necesarias para los ensayos de AT. Con este fin, el laboratorio de I+D del LCOE ha desarrollado un nuevo sistema de medida universal denominado como “RUAT”, mostrado en las figuras 1 y 2.

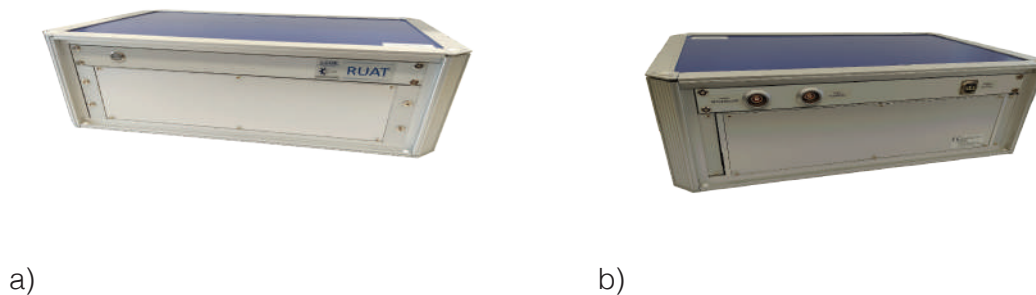


Figura 1. Sistema de medida universal “RUAT”: a) Vista frontal; b) Vista trasera.

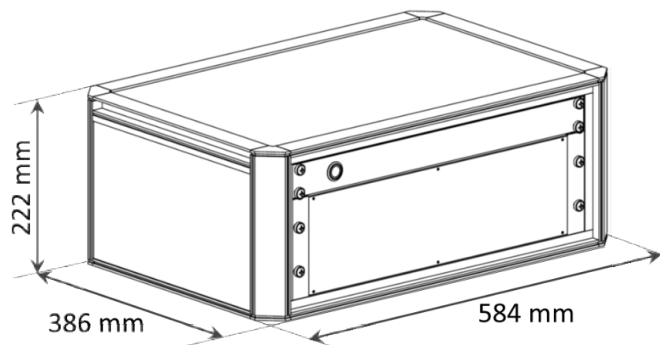


Figura 2. Plano del sistema de medida universal “RUAT”.

Uno de los principales problemas que tuvo que resolverse fue la adaptación del nivel de tensión e impedancia de entrada acordes a las necesidades de cada una de las medidas a realizar. Cuando el registrador trabaja acoplado a la salida de un divisor de alta tensión es preciso disponer de atenuadores de diferente tipo dependiendo de la rama de baja del divisor, así como cuando se acopla a un shunt para la medida de corriente. Por el contrario, cuando es utilizado para la medida de descargas parciales debe adaptarse a la impedancia de medida empleada para DP, siendo ésta de un valor de 50Ω .

Se ha empleado un registrador digital de adecuada respuesta en frecuencia y ancho de banda que garantiza su idoneidad para ser utilizado en las distintas técnicas de ensayo y medida de alta tensión. Su apantallamiento con chapa de cobre permite mitigar las interferencias electromagnéticas propias de las producidas durante los ensayos de alta tensión, especialmente en los instantes de descarga disruptiva. Se conecta a los diferentes sistemas de medida a utilizar: HVAC, HVDC, $1,2/50$ y $250/2500 \mu s$ y opcionalmente DP a través de cables de medida coaxiales. El “RUAT” está diseñado para ser dispuesto en proximidad al divisor, tal y como se muestra en la figura 3, limitando de esta forma la longitud de los cables de medida.



Figura 3. Divisor de alta tensión con el “RUAT” conectado en la rama de baja tensión.

La salida por fibra óptica es enviada a la sala de control donde se debe disponer el ordenador que ejecuta el correspondiente software de procesamiento de señal, dependiendo del tipo de medida a realizar (ver figura 4). Los cables de fibra óptica tienen la ventaja de asegurar el aislamiento galvánico entre las instalaciones de generación y la sala de control donde los técnicos manejan los ordenadores y monitores de medida, además de evitar las interferencias electromagnéticas.

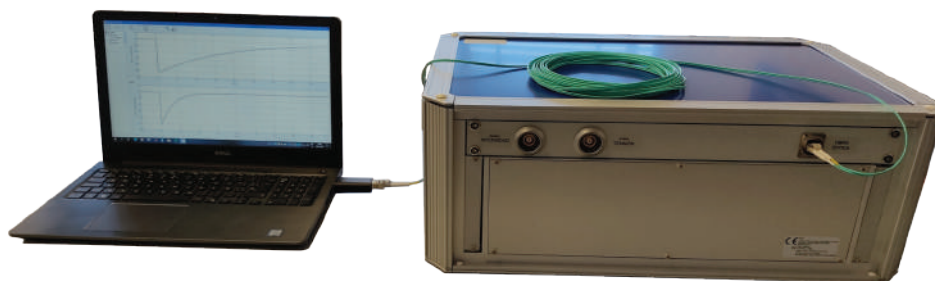


Figura 4. Conexión mediante fibra óptica del “RUAT” al ordenador.

El número de canales máximo del registrador desarrollado es de 4, lo que permite realizar medidas simultáneas de señales transitorias en distintas fases con una tensión de referencia de tensión. Asimismo, gracias los criterios establecidos en el proyecto EMPIR “HV-com²” [3] de EURAMET, el software desarrollado permite también la medida de ondas combinadas (diferencia de ondas generadas por dos generadores y medidas con dos sistemas de medida diferentes) y compuestas (suma de las dos ondas generadas con diferente generador y medidas con un solo sistema de medida), conforme a los requisitos establecidos en las normas de la serie IEC 60060 [4]. A título de ejemplo, este software permite medir de forma simultánea un impulso transitorio de tipo rayo cuando está aplicado sobre la tensión de servicio (HVAC o HVDC) que debe ser soportado por el objeto bajo ensayo.

En la figura 5 se muestra un ejemplo de ensayo de alta tensión con un generador de impulsos tipo Marx de cuatro etapas (a la izquierda) y un sistema de medida de impulsos compuesto por un divisor de alta tensión y el “RUAT” conectado a la rama de baja tensión del divisor (a la derecha).

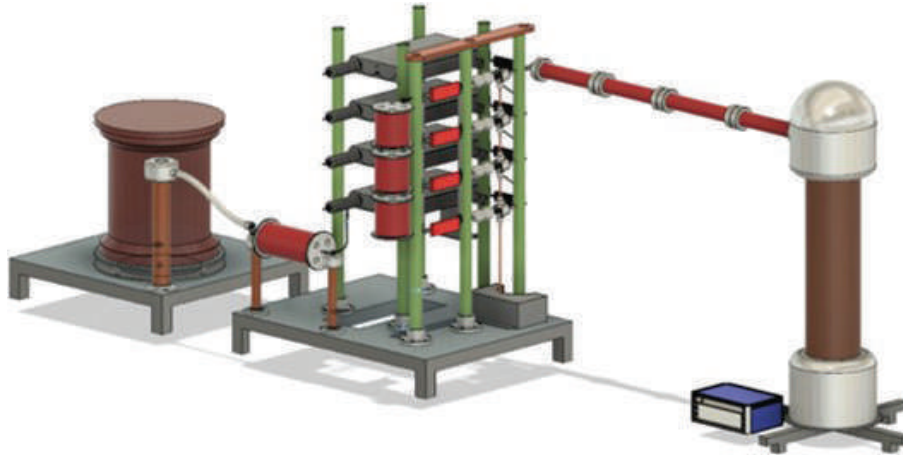


Figura 5. Ensayo de alta tensión y medida con el instrumento “RUAT”.

Diseño y construcción del RUAT

El instrumento de medida “RUAT” se compone básicamente de tres módulos:

- Módulo apantallado frente a campos electromagnéticos.
- Módulo de medida.
- Rack.

El módulo apantallado contiene la unidad registradora digital y tiene la función de evitar posibles interferencias de campos electromagnéticos en la medida. El módulo tiene cuatro conexiones BNC para los cables de medida que se conectan a los canales del registrador para las distintas medidas de alta tensión y una conexión USB para el cable de comunicación del registrador con el ordenador. En la figura 6 se muestra el diseño 3D del módulo apantallado.

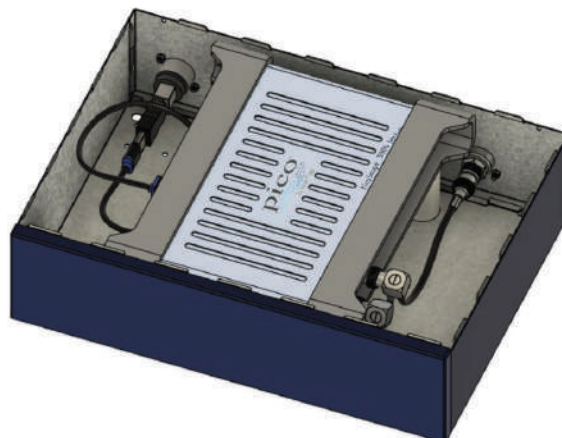


Figura 6. Diseño 3D del módulo apantallado.

El módulo de medida está formado a su vez por el módulo apantallado, los atenuadores requeridos para las medidas de alta tensión (capacitivos y/o resistivos) con impedancias adaptadas a los divisores, la impedancia de adaptación de 50Ω para DP y un dispositivo conversor de USB a fibra óptica.

Por último, el módulo de medida se incorpora dentro de un rack industrial. Este rack contiene una batería recargable, las conexiones de entrada al instrumento de los cables de medida coaxiales provenientes de los divisores y de la impedancia de medida de descargas parciales y la comunicación por fibra óptica. Además, el rack tiene un botón de encendido con indicación luminosa.

Registrador

El instrumento de medida “RUAT” lleva incorporado un registrador digital de cuatro canales (ver figura 7). El registrador tiene una adecuada respuesta en frecuencia de hasta 16 bits para medidas de frecuencia industrial (50/60 Hz), de hasta 12 bits con una velocidad de muestreo de 250 MS/s cuando es utilizado para medida de impulsos tipo rayo y descargas parciales, pudiendo llegar a trabajar a 1 GS/s con 8 bits. Su ancho de banda de hasta 200 MHz garantiza su idoneidad para ser utilizado en la medida de alta tensión en cualquier ensayo a realizar en un laboratorio de alta tensión.



Figura 7. Registrador digital de cuatro canales.

Atenuadores

El instrumento de medida “RUAT” incorpora atenuadores con las características técnicas de impedancia y relación requeridas por los divisores de alta tensión a los que van conectados (HVAC, HVDC, $1,2/50 \mu s$, $250/2500 \mu s$) o por el shunt en caso de medida de corriente. Los atenuadores para la medida de tensión son capacitivos y para la medida de corriente son resistivos. Los atenuadores incorporan además protecciones frente a sobretensiones y sobreintensidades. En la figura 8 se muestra el diseño 3D de un atenuador.

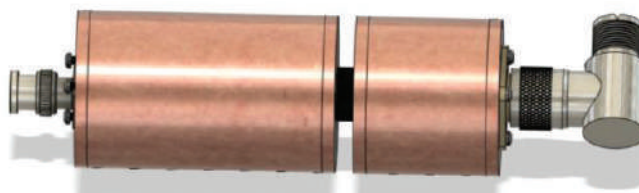


Figura 8. Diseño 3D de un atenuador.

Impedancia de adaptación DP

El instrumento de medida “*RUAT*” incorpora una impedancia de entrada de 50Ω , para ser utilizado para la medida de DP como adaptación de la impedancia de medida de descargas parciales (en lugar de la impedancia de $1 \text{ M}\Omega$ empleada en el resto de las medidas de alta tensión).

Ensayos y calibraciones

LCOE ha realizado los ensayos y calibraciones para la comprobación del correcto funcionamiento del instrumento de medida *RUAT* y sus elementos, de acuerdo a la normativa vigente. Los ensayos realizados han sido los siguientes:

- Calibración en frecuencia del registrador (procedimiento interno PS6.51 del LCOE, acreditado según la norma ISO 17025 [5]).
- Respuesta en frecuencia de los atenuadores (método interno del LCOE, indicado en el apartado 7.1.3 de la norma IEC 60060-2 [4]).
- Ensayo de impulsos tipo escalón (norma IEC 61083-1 [1]).
- Ensayo de impulsos tipo rayo (norma IEC 61083-1 [1]).
- Ensayo de inmunidad frente a campos eléctricos (norma IEC 61083-1 [1]).
- Ensayo de inmunidad frente a campos magnéticos (norma IEC 61083-1 [1]).
- Ensayo de compatibilidad electromagnética (norma IEC 61326-1, marcado CE [6]).

Registrador

Se ha realizado la calibración en frecuencia del registrador como medidor de tensión y la calibración de su base de tiempos (sistema de deflexión horizontal), según procedimiento interno PS6.51 del LCOE. La Figura 9 muestra como ejemplo el factor de corrección obtenido en todos los rangos desde $0,4 \text{ V/div}$ hasta 4 V/div de uno de los canales en función de la frecuencia. La caracterización del registrador en función de la frecuencia muestra un error máximo en 16 bits menor del $0,5 \%$ hasta la frecuencia de 200 kHz (correspondiente a pulsos plenos) y un error menor del 1% hasta 1 MHz .

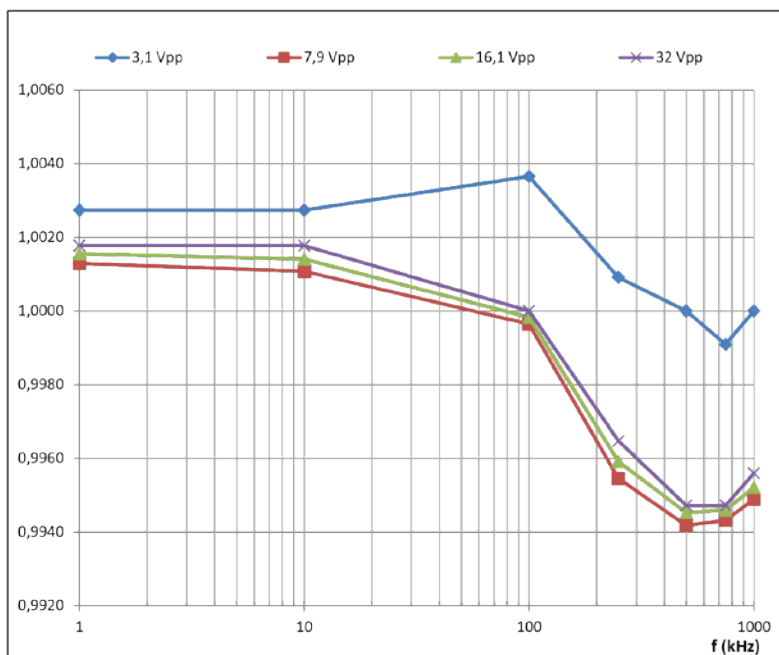


Figura 9. Factor de corrección en todos los rangos desde 0,4 V/div hasta 4 V/div en función de la frecuencia.

La figura 10 muestra como ejemplo la gráfica del ancho de banda para la resolución de 8 bits y 16 bits.

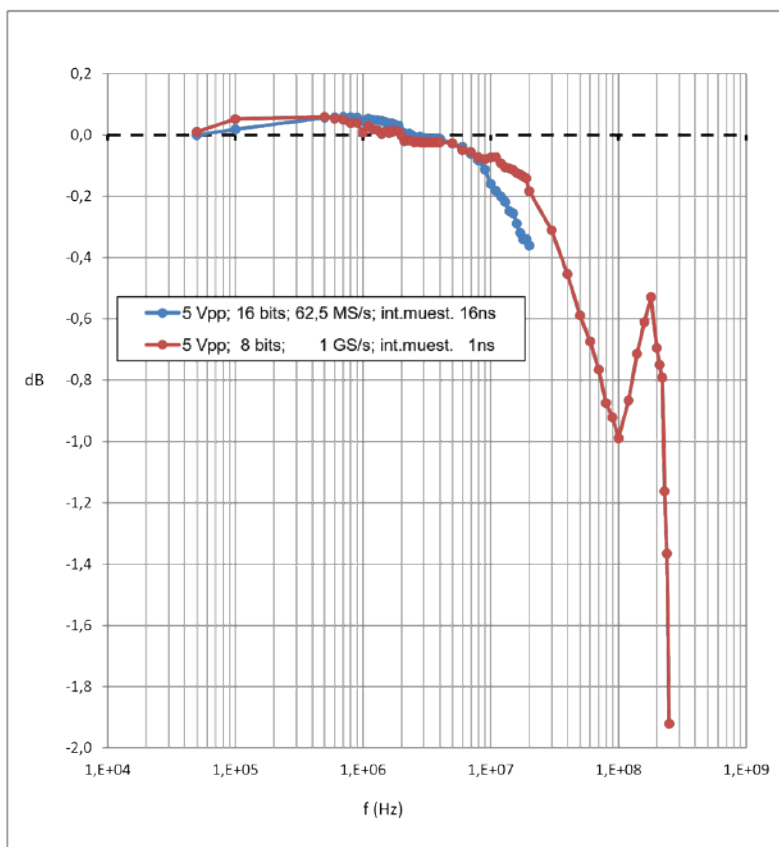


Figura 10. Gráfica del ancho de banda para la resolución de 8 bits y 16 bits.

Atenuadores

Se han efectuado barridos en frecuencia a los atenuadores para caracterizar su respuesta en frecuencia frente a señales de entrada de tensión de frecuencia variable. En la figura 11 se muestra un ejemplo de la respuesta obtenida para dos atenuadores capacitivos.

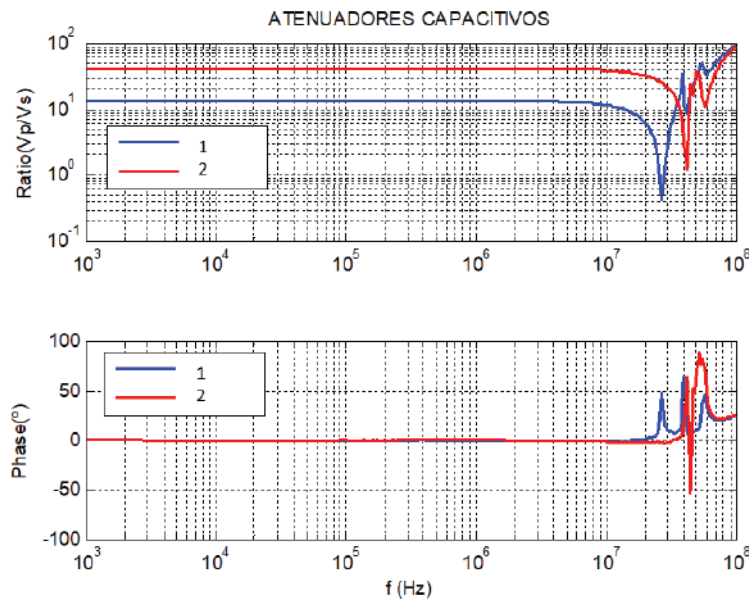


Figura 11. Respuesta en frecuencia de dos atenuadores capacitivos.

Se comprueba la respuesta plana de los atenuadores hasta frecuencias del orden de 1 MHz, lo que implica que la relación de atenuación se mantiene constante durante dicho intervalo de frecuencia.

Instrumento de medida *RUAT*

Se han realizado los ensayos al instrumento de medida *RUAT* completo para certificar su validez como equipo de medida de alta tensión: ensayo de impulsos tipo escalón, impulsos tipo rayo e inmunidad frente a campos eléctricos y magnéticos, según la norma EN 61083-1 [1].

Además, se han realizado los ensayos correspondientes a la obtención del marcado CE de la norma EN 61326-1 [6].

Ensayo de impulsos tipo escalón

Se ha realizado una calibración del instrumento de medida *RUAT* aplicando escalones de distintos niveles de tensión para evaluar su respuesta, según el apartado 1.5.2 de la norma [1]. Los niveles de tensión aplicados han sido: 50, 100, 200 y 300 V. En la figura 12 se muestra uno de los registros obtenidos como ejemplo.

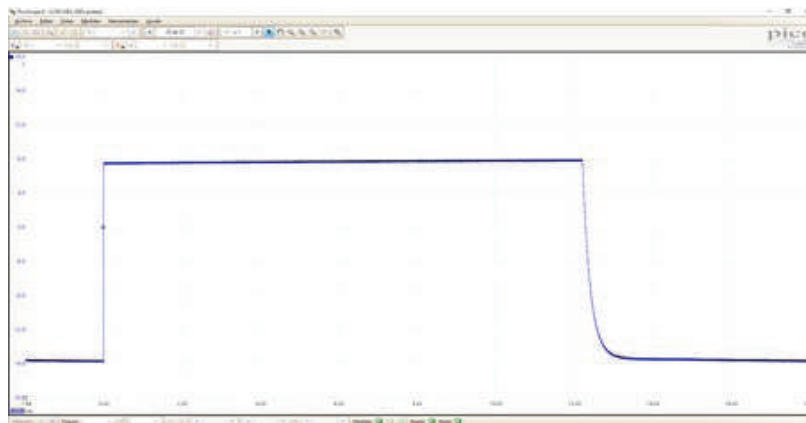


Figura 12. Ejemplo de impulso tipo escalón registrado con el “RUAT”.

Ensayo de impulsos tipo rayo

Se ha realizado una calibración del instrumento de medida *RUAT* aplicando diez impulsos tipo rayo de distintos niveles de tensión para evaluar su respuesta, según el apartado 1.5.1 de la norma [1]. Los niveles de tensión aplicados han sido: 400, 700 y 1400 V, todos en polaridad negativa. En el cuadro 1 se muestra como ejemplo los impulsos tipo rayo aplicados con un nivel de tensión de 700 V.

Cuadro 1. Ensayo de impulsos tipo rayo con un nivel de tensión de 700 V.

U_e (V)	Desviación U_e (%)	T_1 (ms)	Desviación T_1 (%)	T_2 (ms)	Desviación T_2 (%)
-753.63	-0.09	0.86	0.23	59.6	0.13
-753.9	-0.05	0.86	0.23	59.6	0.13
-754.39	0.01	0.86	0.23	59.5	-0.03
-754.21	-0.01	0.86	0.23	59.5	-0.03
-754.37	0.01	0.86	0.23	59.5	-0.03
-754.36	0.01	0.86	0.23	59.5	-0.03
-754.4	0.01	0.86	0.23	59.5	-0.03
-754.49	0.02	0.85	-0.93	59.5	-0.03
-754.72	0.06	0.86	0.23	59.5	-0.03
-754.57	0.04	0.85	-0.93	59.5	-0.03
-754.30		0.86		59.5	

Se ha comprobado que la desviación máxima de los valores de cresta de salida es inferior al 1% del valor medio y que la desviación máxima de cada parámetro de tiempo es inferior al 2% del valor medio, según se indica en la norma [1] como requisito.

Ensayo de inmunidad frente a campos electromagnéticos

Este ensayo se ha realizado de acuerdo al apartado B.3.2 del Anexo B de la norma [1] y sirve para comprobar la sensibilidad del instrumento a cada uno de los tipos de perturbaciones electromagnéticas.

El instrumento “RUAT” (sin cable de medida) se ha sometido a una variación rápida de campo eléctrico y magnético, representativo de los producidos en los circuitos de ensayo de alta tensión. En la figura 13 se muestra el circuito de ensayo.

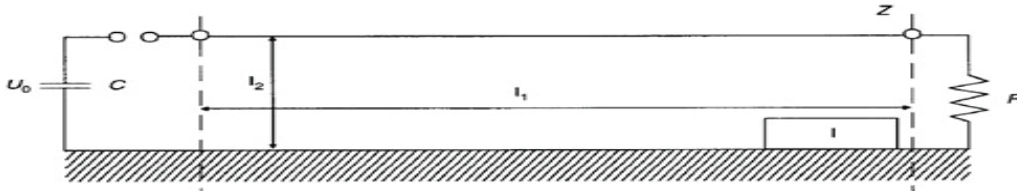


Figura 13. Ejemplo de impulso tipo escalón registrado con el “RUAT”.

Donde:

I: Instrumento de medida “RUAT” bajo ensayo, situado en el extremo de la línea.

Z: Impedancia característica. $C = 30 \text{ nF}$, $L_1 = 5 \text{ m}$, $L_2 = 1 \text{ m}$.

Ensayo de campo eléctrico: $U_0 = 40 \text{ kV}$ ($R = Z$).

Ensayo de campo magnético: $U_0 = 100 \text{ kV}$ ($R = 0$).

Ensayo de inmunidad frente a campo eléctrico

En la figura 14 se muestra una imagen del circuito de ensayo para campo eléctrico montado en el laboratorio.



Figura 14. Fotografía tomada en el laboratorio durante los ensayos de inmunidad frente a campo eléctrico efectuados al “RUAT”.

Se aplicaron un total de 8 impactos a 40 kV observándose que el equipo se comunicaba correctamente en todo momento a través de la fibra óptica, es decir, no pierde la señal ni se queda bloqueado y recoge las perturbaciones eléctricas provocadas por las descargas del condensador.

Ensayo de inmunidad frente a campo magnético

Se cortocircuita el extremo de la línea de transmisión mediante una banda de cobre ($R = 0$). En la Figura 15 se muestra el circuito de ensayo para campo magnético montado en el laboratorio.



Figura 15. Fotografía tomada en el laboratorio durante los ensayos de inmunidad frente a campo magnético efectuados al “RUAT”.

Se aplican un total de 8 impactos a 100 kV observándose que el equipo se comunica correctamente en todo momento a través de la fibra óptica y no pierde la señal debido a las perturbaciones magnéticas provocadas por las descargas del condensador.

Conclusiones

LCOE ha diseñado y desarrollado un nuevo instrumento de medida universal “RUAT” compuesto por un registrador digital, atenuadores adaptados y cables de medida, capaz de registrar los distintos tipos de medidas realizadas en un laboratorio de alta tensión: tensión alterna 50/60 Hz, impulsos de tensión tipo rayo y maniobra y descargas parciales.

LCOE ha certificado el correcto funcionamiento del “RUAT” mediante los ensayos indicados en las normas correspondientes a este tipo de instrumentos de medida de tensión.

Agradecimientos

This project 19NRM07 HV-com² has received funding from the EMPIR programme co-financed by the Participating States and from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme.

Referencias

- [1] IEC 61083-1 “Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 1: Requirements for instruments”, 2001.
- [2] IEC 60270 “High-voltage test techniques - Partial discharge measurements”, 2000.
- [3] Proyecto EMPIR de EURAMET, H2020, 19NRM07 HV-Com² “Support for standardisation of high voltage testing with composite and combined wave shapes”, 2020.
- [4] IEC 60060-2 “High-Voltage Test Techniques - Part 2: Measuring systems”, 2010.
- [5] ISO 17025 “Implantación y gestión de la calidad en laboratorios”, 2017.
- [6] IEC 61326-1 “Electrical equipment for measurement, control, and laboratory use – EMC requirements – Part 1: General requirements”, 2020.

Procedimiento para caracterizar analizadores de descargas parciales de HF, VHF y UHF utilizados para el diagnóstico de las redes e instalaciones de alta tensión

Procedure for characterization of HF, VHF and UHF analysers used in high voltage installations diagnosis

Fernando Garnacho¹, Abderrahim Khamlichi², Jorge Rovira³, Pascual Simón⁴, Ángel Ramírez⁵, Fernando Álvarez⁶

Garnacho, F; Khamlichi, A; Rovira, J; Simón, P; Ramírez, A; Álvarez, F. Procedimiento para caracterizar analizadores de descargas parciales de HF, VHF y UHF utilizados para el diagnóstico de las redes e instalaciones de alta tensión. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 17-33.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6009>



- 1 LCOE-FFII, Universidad Politécnica de Madrid, España. Correo electrónico: fernando.garnacho@ffii.es
- 2 LCOE-FFII, Universidad Politécnica de Madrid, España. Correo electrónico: ak@ffii.es
- 3 LCOE-FFII, España. Correo electrónico: jrovira@ffii.es
- 4 LCOE-FFII, España. Correo electrónico: psimon@ffii.es
- 5 LCOE-FFII, España. Correo electrónico: angel.ramirez@ffii.es
- 6 Universidad Politécnica de Madrid, España. Correo electrónico: fernando.alvarez@upm.es

Palabras clave

Medidas de DP; Sensibilidad de DP; sensor de tipo HFCT; sensores de tipo VHF y UHF; ruido eléctrico; reconocimiento automático de defectos; Inteligencia artificial.

Resumen

La monitorización y medida de las descargas parciales en las redes eléctricas e instalaciones de alta tensión para evaluar el estado del aislamiento de los activos es un tema de gran actualidad, sin embargo, no existen criterios ni procedimientos para evaluar las características técnicas de estos sistemas de medida y diagnóstico. Los sistemas de cable se monitorizan con sensores de tipo HFCT por tener alcances de medida de varios kilómetros cada sensor. En las instalaciones GIS, los sensores invasivos de tipo UHF son ampliamente utilizados, al presentar alta sensibilidad para detectar pequeñas DP pese a su corto su alcance de pocos metros y para los transformadores de potencia se utilizan las capacidades de las bornas capacitivas, como condensador de acoplamiento acoplado a una impedancia de medida. Aunque aparentemente no existe una solución universal para resolver el mismo problema “detección del defecto del aislamiento eléctrico”, en realidad no son bien conocidas las capacidades que tienen las diferentes técnicas de medida convencionales, en HF, VHF y las de UHF.

En este artículo se presenta un procedimiento de ensayo desarrollado con motivo del proyecto europeo “FuturEnergy” dentro del programa EURAMET que utiliza un banco de ensayo monofásico de alta tensión (20 kV) compuesto por una GIS y un sistema de cable que permite realizar pruebas de caracterización de sistemas de medida que utilicen sensores de tipo convencional, HFCT, VHF y de UHF. Las descargas parciales son generadas por un conjunto de probetas de referencia diseñadas al efecto o por un generador de trenes de pulsos de DP de referencia utilizado como calibrador.

Keywords

PD measurements; PD sensitivity; HFCT type sensor; VHF and UHF sensors; electrical noise; automatic recognition of defects; artificial intelligence.

Abstract

PD monitoring in electrical grids and high voltage installations to evaluate the insulation condition of different assets is a very topical issue, however, there are no criteria or procedures to evaluate the technical performances of these measuring and diagnosis systems. Cable systems are monitored with HFCT type sensors as each sensor has a measurement range of several kilometres. In GIS installations, invasive sensors of the UHF type are widely used, as they present high sensitivity to detect small PD despite their measuring range is a few meters and for power transformers the capacitance of its bushing is used, as a coupling capacitor coupled to a measuring impedance. Although there is apparently no universal solution to solve the same problem “detection of the electrical insulation defect”, the capabilities of the different measuring techniques conventional, HF, VHF and UHF techniques are not well known.

This paper presents a test procedure using a single-phase high-voltage test bench (20 kV) composed of a GIS and a cable system that allows conducting tests of characterization of measuring systems working with conventional, HFCT, VHF or UHF sensors. Partial discharges are generated by a set of specially designed reference test cells or by a reference generator of PD pulses used as a calibrator.

Introducción

Las medidas de descargas parciales en las redes y en las subestaciones eléctricas forman parte no solo de los ensayos de recepción, sino también de las pruebas de mantenimiento de la gestión de activos. En los ensayos de recepción de subestaciones blindadas aisladas en gas (GIS) se utilizan generadores móviles de alta tensión alterna de tipo generador resonante ACR [1], los cuales son también utilizados para sistemas de cables de alta tensión de corriente alterna e incluso para cables de alta tensión continua (figura 1), mientras que en los sistemas de cables de media tensión se utilizan más frecuentemente generadores móviles de muy baja frecuencia VLF y de onda amortiguada DAC [1]. En todos ellos la medida de descargas parciales es comúnmente requerida a una tensión ensayo, por encima de la tensión de servicio (entre $\sqrt{3}$ y 3 dependiendo del tipo de generador utilizado y de la tensión nominal de la red) [2], [3] y [4]. En los ensayos de recepción se establece, como criterio de aceptación, la inexistencia de actividad de DP por encima de un umbral establecido (entre 5 pC y 10 pC dependiendo del tipo de instalación GIS o sistema de cable). Por este motivo se trata de realizar una medida a frecuencias normalizada (< 1 MHz) conforme a los criterios de la norma IEC 60270 [5], aunque las interferencias características de las instalaciones de AT exigen, en ocasiones, realizar las medidas de DP en rangos de alta frecuencia HF (≤ 30 MHz), muy alta frecuencia VHF (entre 30 y 300 MHz) o incluso ultra alta frecuencia (UHF) (entre 300 MHz y 3 GHz).



Figura 1. Generador resonante para ensayo de cable aislado de 220 kV.

Paralelamente, en los últimos años han proliferado las medidas de descargas parciales on-line en condiciones de servicio [6] muy útiles para el mantenimiento y gestión de activos. Medidas puntuales realizadas en periodos de tiempo relativamente cortos de unos pocos minutos permite identificar la presencia de actividad de descargas parciales en las redes o instalaciones. Sin embargo, la experiencia demuestra que en las redes de alta tensión (> 100 kV), donde los equipos e instalaciones trabajan con altos niveles de campo eléctrico (> 9 kV/mm) el fenómeno de la descarga disruptiva se acelera cuando aparecen los primeros síntomas de descargas parciales y consecuente el fallo eléctrico se desencadena en un menor periodo de tiempo en comparación con los defectos generadores de DP en los sistemas de media tensión, donde los gradientes de tensión no superan unos pocos kV/mm. En las redes de alta tensión (> 100 kV) no es eficiente plantearse un mantenimiento predictivo a través de medidas de descargas parciales periódicas durante cortos intervalos de tiempo realizadas cada varios años, por ejemplo 15 minutos cada tres años. Los sistemas de monitorización de descargas parciales permanentes son para las redes de alta tensión más eficientes, ya que permiten detectar de señales de descargas parciales justo cuando aparecen, y de esta forma poder actuar en los primeros síntomas de actividad de DP. En este sentido recientes investigaciones [7] han demostrado mayor capacidad de anticipación en la detección precoz de defectos midiendo las descargas parciales en los instantes justo después de una sobretensión transitoria de la red, por ejemplo, las producidas por maniobras o por descargas atmosféricas. La medida de las DP en los segundos posteriores a una sobretensión transitoria propia de la red permite la detección

de señales de descargas parciales procedentes de defectos ocultos a las tensiones de servicio. Esta alternativa de medida resulta muy útil para detectar defectos de aislamiento que pudieran derivar en un fallo catastrófico cuando la actividad de descargas parciales se mantenga de forma continuada provocando un proceso acelerado que conduce a un fallo eléctrico en un corto intervalo de tiempo desde el inicio de la actividad de DP. Todos estos sistemas de medida de descargas parciales, tanto los utilizados en la recepción de las instalaciones eléctricas mediante generadores móviles, como los utilizados en las medidas de mantenimiento (medida temporal en cortos periodos de tiempo, monitorización continua o detectores de ráfagas de DP en los transitorios de la red) requieren métodos y criterios de verificación específicos aplicables a cada tecnología. Este artículo pretende contribuir en la futura normalización que debe desarrollarse a fin de cubrir la laguna normativa de estos sistemas de medida de DP y diagnóstico del aislamiento eléctrico.

Campo de aplicación. Sistemas de medida de DP que pueden caracterizar

El campo de aplicación del procedimiento descrito en este artículo corresponde a aquellos sistemas de medida de DP que están constituidos por sensores electromagnéticos de alta frecuencia de tipo HFCT, VHF y UHF [8], uno o varios medidores (instrumentos de medida) de DP y un analizador de medidas de DP. Se entiende como analizador de medidas de DP cualquier elemento de hardware o software que realice un procesamiento de las señales de DP medidas a través de herramientas (por ejemplo, de inteligencia artificial) con el propósito de realizar un diagnóstico del estado del aislamiento eléctrico de la red o de la instalación de alta tensión.

Probetas de referencia para la generación de descargas parciales

Para el desarrollo de un banco de pruebas de caracterización de los medidores de DP utilizados en las medidas en campo es preciso reproducir de una forma fiel y controlada los defectos de aislamiento más representativos que pueden aparecer en las redes e instalaciones eléctricas. De esta forma se podrá determinar la sensibilidad de los instrumentos de medida en las condiciones reproducibles frente a defectos representativos. En el interior de cada una de las probetas se debe reproducir un solo defecto tipo. Los retos más difíciles de lograr en el diseño y construcción de las probetas es reproducir el defecto real de forma controlada que genere actividad de DP estable en un mismo rango de tensión para todas las probetas, en nuestro caso entre 18 kV y 22 kV, a fin de reproducir los patrones resueltos en fase de los diferentes tipos de defectos a la misma tensión de ensayo sin que ésta sea un dato diferenciador de la probeta en ensayo.

Las probetas son caracterizadas [9], para conocer la tensión de inicio de DPs, y el nivel de DP a diferentes tensiones próximas a la tensión de ensayo, así como el tiempo máximo de uso. A pesar de ello es sabido que la estabilidad de las DP depende del tipo de defecto y las condiciones ambientales.

Las probetas-GIS tienen un aspecto diferente a las probetas-Cable-AIS, pero para cada una ellas dentro de estos dos grupos presentan el mismo aspecto externo, con una envolvente opaca, de modo que no se pueda identificar a simple vista, el tipo de defecto que encerrado en su interior. Únicamente el evaluador puede identificar el defecto en el interior de la probeta a través de un código, cuya correlación con el tipo de defecto sólo es conocida por el evaluador durante las pruebas de caracterización descritas en la siguiente sección.

Probetas Cable-AIS relacionadas con defectos asociados a sistemas de cables aislado (Cable) de las redes eléctricas y sistemas aislados en aire (AIS)

Es importante clasificar diferentes tipos de defecto. En la figura 2 se muestran cuatro tipos de defectos de aislamiento asociados a redes eléctricas aisladas (cables) y sistemas aislados en aire (AIS). El defecto de corona en parte activa se puede generar en la práctica por elementos metálicos en punta de una conexión eléctrica en alta tensión. Los pulsos del efecto corona aparecen en, al menos, una de las crestas de la tensión, cuando es incipiente en la cresta de la polaridad negativa si la punta generadora de las DP corresponde con en la parte activa de alta tensión o en la cresta de polaridad positiva si la punta está la referida a tierra. El defecto de tipo superficial se produce en superficies contaminadas o degradadas, genera descargas parciales longitudinales que recorren la superficie del aislamiento. El patrón resuelto en fase de este defecto tiene como características comunes: 1) la asimetría de la aparición de DP en ambos semiperiodos, 2) los pulsos de DP aparecen únicamente en los cuartos de periodo en los que la tensión crece en valor absoluto, 3) en, al menos, un semiperiodo la densidad de las descargas se concentra formando un arco de luna que coincide con un crecimiento de la tensión en valor absoluto antes de la cresta de la tensión. En lo que respecta al defecto de cavidad en aislamiento sólido aparece por una burbuja de aire o gas al confeccionar el aislamiento eléctrico y se caracteriza por ser muy simétrico en ambos semiperiodos formando dos manchas cuando la tensión crece en valor absoluto y desaparece después de la cresta de la tensión. Los pulsos de DP pueden anticiparse al paso por cero de la tensión cuando la actividad es elevada. Por último, el defecto de potencial flotante se produce por herrajes metálicos no referidos a potencia fijo (tierra o alta tensión), normalmente no suele generar problemas críticos, pero en el caso de producirse en el interior de un recinto cerrado, como por ejemplo una cabina de MT, donde la ionización del aire puede concentrarse excesivamente los efectos pueden ser críticos. Tal es el caso de la pérdida o falta de conexión a tierra de la pantalla de la terminación de un cable en el interior de una cabina de MT. El patrón resuelto en fase de este defecto es una nube de puntos de amplitud bastante constante que aparecer a uno y otro lado de los pasos por cero de la tensión.





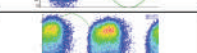

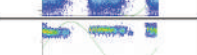

Corona en parte Activa		
Descarga superficial sobre aislante		
Cavidad		
Potencial Flotante		

Figura 2. Tipos de defectos de aislamiento de las redes eléctricas aisladas y sus patrones resueltos en fase: a) corona en AT, b) partícula metálica en aislante, c) cavidad d) potencial flotante.

En la primera fila de la figura 3 se muestran los patrones de las probetas desarrolladas que permiten obtener los patrones resueltos en fase compatibles con los defectos reales y en la última fila de esta figura se muestran las probetas de dimensiones aproximadas de 6 cm de diámetro y 10 cm de altura, en cuyo interior se dispone el defecto.

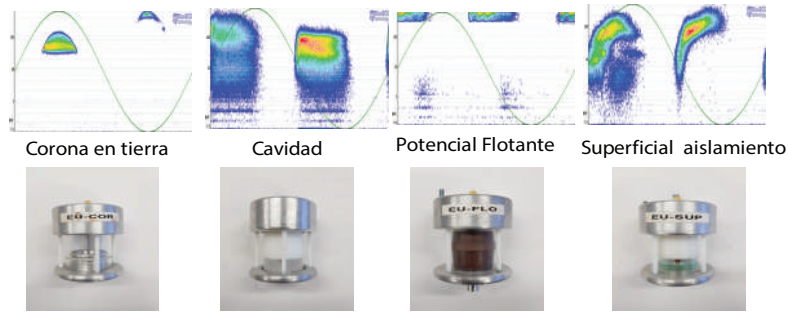


Figura 3. Fila superior: Patrones resueltos en fase de las probetas representativas de defectos: a) Corona en tierra, b) cavidad en contacto con AT, c) potencial flotante y d) superficial en aire.

Probetas GIS relacionadas con defectos en GIS

Los defectos tipo representativos de GIS se pueden clasificar en los cinco siguientes: partículas móviles, partículas sobre aislamiento, protusión, cavidad y potencial flotante. En la figura 4 se muestran los defectos de aislamiento tipo asociados a las subestaciones blindadas aisladas en gas (GIS). En la primera fila de la figura 5 se muestran los patrones resueltos en fase de defectos reales representativos en las GIS y en la segunda fila de la misma figura los patrones resueltos en fase obtenidos con las probetas que simulan los defectos.

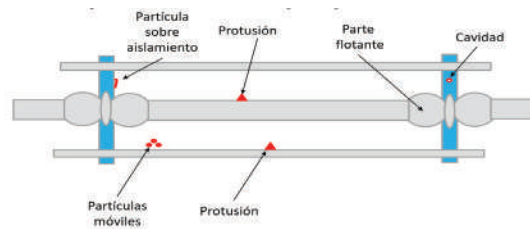


Figura 4. Tipos de defectos de aislamiento asociados a las GIS: a) partículas móviles, b) partículas sobre aislamiento, c) protusión, d) cavidad y e) potencial flotante.

Los patrones no son exactamente siempre iguales, sino que evolucionan en el tiempo de forma que guardan una serie de características comunes conocidas por los técnicos expertos o por los sistemas de inteligencia artificial, capaces de identificar el tipo de defecto. Es fundamental disponer de una amplia base de datos de los defectos tipo indicados con su evolución en el tiempo.

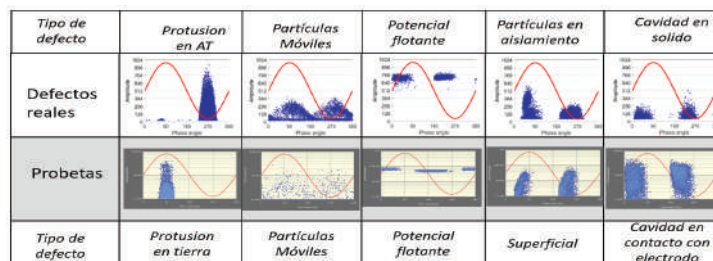


Figura 5. Fila superior: Patrones resueltos en fase de los tipos de defectos reales asociados a las GIS. Fila inferior: Patrones resueltos en fase de defectos tipo obtenidos en probetas-GIS.

Instalación de ensayos de caracterización de sistemas de medida de DP

Banco de ensayos

El banco de ensayos consiste en una instalación GIL-Cable-AIS compuesta por un aislado en gas GIL de 0,5 m de diámetro y 6,0 m de longitud con cuatro compartimentos, dos de ellos con ventana accesible situados en los extremos (figuras 6 y 7). En cada una de estas ventanas se puede disponer un sensor invasivo de UHF (UHF1 y UHF2) o bien una probeta-GIS de DP relacionada con defectos en GIS para realizar las pruebas de caracterización. Al conducto GIL se conecta, por un lado, un cable de potencia de aproximadamente 50 m de longitud y por el otro lado, mediante una terminación-GIS, un conductor desnudo de unos 5 m de longitud que simula un sistema aislado en aire (AIS), al que se conecta el generador de alta tensión y el sistema de medida de DP de referencia compuesto por condensador de acoplamiento C_k e impedancia de medida Z_m . El cable de potencia está compuesto por dos secciones de unos 25 m cada una, en cuya interconexión está preparada para colocar una probeta-Cable-AIS de DP. El banco de ensayo permite inyectar pulsos de DP por aplicación de alta tensión sobre las probetas o por conexión de generadores de señal: el generador de trenes de pulsos de DP de referencia de HF o el calibrador de UHF, descritos en las secciones 4.2 y 4.3. El banco de ensayos dispone de un generador de ruido eléctrico compuesto por un generador de funciones de ancho de banda de 30 MHz y un transformador de corriente de alta frecuencia (HFCT) acoplado a la puesta a tierra de la pantalla del cable en la conexión con la GIL para inyectar el ruido eléctrico a las pantallas y la envolvente de la GIL. El sistema de medida de DP a caracterizar puede estar constituido por: (1) sensor de alta frecuencia HFCT y/o (2) sensor de UHF1, (3) medidor de DP y (4) analizador de medidas de DP. En determinados sistemas de medida se disponen también de convertidores UHF/HF (2)-bis para utilizar el mismo medidor de DP en alta frecuencia.

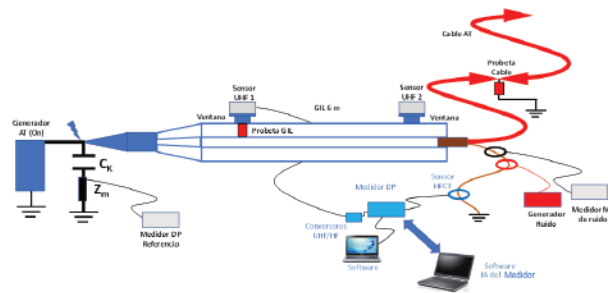


Figura 6. Esquema eléctrico del banco de ensayos desarrollado para caracterizar sistemas de medida compuestos por sensores, medidores con sus analizadores de DP.



Figura 7. Vista externa del banco de ensayos de DP compuesto por GIL-cable-AIS.

Generador de trenes de DP de referencia en HF

El generador de trenes de DP de referencia en HF es un generador de onda arbitraria de ancho de banda de, al menos 30 MHz, capaz de generar trenes de pulsos de DP de igual forma de onda con amplitudes individuales de los pulsos controlada $q_1, q_2, \dots q_n$. El generador puede funcionar en modo “calibrador”, a fin de generar trenes de pulsos de forma de onda T_1/T_2 definida y amplitud constante, q_0 , en intervalos de tiempo equidistantes, inversamente proporcionales a la frecuencia de repetición de pulsos, N , elegida. El generador también puede funcionar en modo “generación de patrones de DP” (figura 8). A tal efecto, el generador cuenta con una amplia base de datos de trenes de DP asociados a cada uno de los defectos descritos en la sección 2, que fueron generados con las probetas de referencia o seleccionados por expertos cualificados de medidas realizadas en campo. Los trenes de pulsos de DP corresponden a defectos en Cable, subestaciones aisladas en aire o defectos procedentes de GIS detectados por sensores de tipo HFCT y UHF. Esta base de datos constituye la referencia experimental en la que se apoya la trazabilidad para evaluar la eficacia del reconocimiento de defectos tipo. Es deseable que otros institutos de investigación desarrollen otras bases de datos de estos mismos “defectos tipo” a fin de poder realizar comparaciones internacionales que conduzcan a la trazabilidad internacional de patrones de DP asociada a “defectos tipo generadores de DP”. El proyecto europeo “FutureEnergy” soportado por EURAMET [10], actualmente en curso, en el que participan diferentes institutos metrológicos y universidades trabaja en esta dirección.

El generador dispone, además, la opción de generación de ruido eléctrico que puede superponerse a los trenes de pulsos generados en cualquier de los dos modos de trabajo. Se pueden generar dos tipos de ruido eléctrico: a) ruido blanco y b) ruido sinusoidal modulado de frecuencia fija, elegida por el generador de forma aleatoria en cada ensayo dentro de un rango de frecuencias preestablecido. El ruido blanco es el ruido más severo para cualquier medidor de DP, al no existir ninguna frecuencia específica en la que la señal/ruido sea máxima. El ruido sinusoidal modulado simula señales de emisoras de radiofrecuencia que es más sencillo de rechazar a través de selección de la banda de medida. A título de ejemplo este tipo de ruido puede ser rechazado utilizando el método de medida de banda estrecha acorde a la IEC 60270. Además del canal de salida de DP indicado en los párrafos anteriores, el generador dispone de un segundo canal de salida para generar la señal de tensión de alterna de frecuencia de red (50 Hz o 60Hz) que permita construir el patrón resuelto en fase. En la figura 10 se muestra una vista del generador de trenes de pulsos de referencia generados en modo “calibrador” y en modo “generación de patrones”.

Calibrador en UHF

Cuando se requiera inyectar señales que simulen los pulsos de descargas parciales producidos en el interior de la GIS que deban ser detectados por sensores de tipo UHF se utiliza un calibrador de UHF con pulsos de ancho < 2 ns y tiempos de subida $< 0,5$ ns.

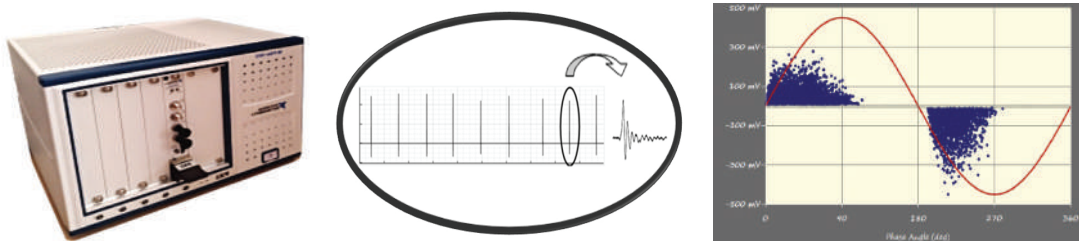


Figura 8. Generador de trenes de pulsos de DP de referencia de HF: a) vista externa, b) tren de pulsos en modo “calibrador”, c) Patrón de tren de pulsos de defecto tipo cavidad.

Pruebas de caracterización de sistemas de medida de DP y diagnóstico

Las pruebas de caracterización de los diferentes sistemas de medida de DP y diagnóstico del aislamiento utilizados en ensayos in situ de las redes e instalaciones eléctricas deben ser conformes a los criterios de la norma IEC 60270 o a la especificación técnica TS IEC 62478 en función de su aplicación. Las medidas de DP en los sistemas de cable de alta tensión y en las GIS se utilizan para evaluar el estado del aislamiento en los ensayos de recepción y en las verificaciones de mantenimiento a través de la monitorización continua. Los ensayos de recepción se realizan mediante generadores móviles (resonantes ACR, de muy baja frecuencia-VLF o de onda amortiguada DAC), mientras que las medidas de DP en las monitorizaciones continuas se realizan en condiciones de normales de servicio (medidas on-line) utilizando la propia red de potencia como fuente de alta tensión. Aunque en los ensayos de recepción es deseable realizar las medidas de DP a frecuencias por debajo de 1 MHz conforme a criterios de la IEC 60270, no siempre es posible obtener la sensibilidad requerida en las condiciones de ruido de la instalación. Por ello, en muchas ocasiones es preciso efectuar las medidas a frecuencias por encima de 1 MHz recurriendo a métodos conformes a la TS IEC 62478. Para los ensayos de recepción la magnitud de referencia a considerar es la carga aparente, expresada en pico-Culombios. Incluso si la frecuencia de medida es superior a 1 MHz, siempre que no supere algunos megahercios, es posible expresar la medida de DP en pico-Culombios cuando se realiza un ensayo con generador móvil. Sin embargo, en las monitorizaciones de DP conectados a la red de potencia no es posible realizar medidas de DP con trazabilidad en pC, ya que para lograrlo sería preciso inyectar una señal de calibración justo en punto donde en defecto aparece, el cual es evidentemente desconocido a priori y en la mayoría de los casos sería inaccesible la inyección en tal punto. En estos casos, los parámetros de referencia a exigir a los analizadores de DP con dos: 1) sensibilidad mínima, expresada en pC, en condiciones normalizadas y 2) umbral de eficacia para identificar diferentes tipos de patrones representativos de defectos críticos, expresada en %. En este último caso, se requieren patrones de DP resueltos en fase de referencia que permitan obtener trazabilidad requerida.

Ensayos aplicables a los sensores de DP

Determinación de la impedancia de transferencia $Z(f)$ del sensor

La norma IEC 60270 define como impedancia de transferencia $Z(f)$ la relación entre la amplitud de salida V_{out} y la amplitud constante de la corriente de entrada, I_{in} , en función de la frecuencia, cuando la corriente de entrada es sinusoidal. Debe destacarse que la impedancia de transferencia $Z(f)$ tiene una relación directa con la sensibilidad de la medida ya que cuanto mayor sea la señal de salida V_{out} frente a un 1 mA de la corriente del pulso de entrada, el instrumento de medida podrá medirlo mejor. El ensayo requiere el uso de un generador sinusoidal de frecuencia variable a fin de determinar la función de transferencia tanto en amplitud como en fase del elemento utilizado como transductor de la señal de DP, cuando la salida de este elemento está conectado a una impedancia de 50Ω que representa el instrumento de medida. El elemento transductor podrá ser la impedancia de medida, Z_m , utilizada en serie con condensador de acoplamiento, C_k , (método conforme a la norma IEC 60270) o podrá ser un sensor de alta frecuencia HF, como por ejemplo un transformador de corriente HFCT, o un sensor de tipo antena de VHF o UHF. En cualquier caso, el elemento transductor utilizado transforma la señal de los pulsos de las DP en una señal de tensión adaptada al instrumento de medida (normalmente un registrador digital).

Cuadro 1. Ensayos de los sistemas de medida de DP para el diagnóstico del aislamiento.

Tipo de ensayo in situ	Ensayo de recepción IEC 60270 (TS IEC 62478)		Monitorización DP TS IEC 62478 (on line)	
	Cable	GIS	Cable&GIS	GIS
Fuente de alta tensión utilizada	Generador Móvil ACR ¹ , VLF ² , DAC ³	Generador Móvil ACR ¹	Red de potencia de media y alta tensión	
Rangos de frecuencia de medida DP	$f_m \leq 1$ MHz (1 MHz < $f_m \leq 3$ GHz)		HF $f_m \leq 30$ MHz	$f_m > 30$ MHz $f_m \leq 3$ GHz
Parámetro de Referencia trazabilidad	q_{IEC} (pC)		Sensibilidad q_{IEC} (pC) y Patrón resuelto en fase	
Tipo de sensor	Z_m /HFCT	Z_m /(UHF)	HFCT	VHF-UHF
5.1) Ensayos a los sensores de DP				
5.1.1) Impedancia de transferencia Z(f)	IEC 60270	IEC 60270	>5mV/mA	en estudio
5.1.2) Rango de frecuencia f_1 y f_2 de Z(f)	≤ 1 MHz	≤ 1 MHz	1 -30 MHz	0,03-3GHz
5.1.2) Factor escala a la f_m	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 10\%$ (f_A, f_B)	en estudio (f_A, f_B)
5.2) Ensayos al medidor de DP				
5.2.1) Medida de carga aparente q y N	$q_{IEC}, N \leq \pm 2\%$	$q_{IEC}, N \leq \pm 2\%$	$N \leq \pm 10\%$	
5.2.2) Error de medida q, N vs ruido.	$q < 10\%$	$q < 10\%$	$N \leq \pm 30\%$	
5.3) Ensayos al sistema medida DP				
5.3.1) Sensibilidad	<10 pC	<5 pC	<10 pC	< 5 pC
5.3.2) Eficacia para identificar defectos	Experto	Experto	>80%	>80%
5.3.3) Eficacia para separar defectos	Experto	Experto	³ 4defectos	³ 4defectos
5.3.4) Eficacia para localizar de defectos	< 5 m	<30 cm	<5m/30cm	<30 cm

(¹)ACR: Resonante de CA (²)VLF: Muy baja frecuencia, (³)DAC: onda amortiguada de CA.

Para una sistema de medida conforme a la norma IEC 60270 que mida en banda estrecha ($9 \text{ kHz} \leq \Delta f \leq 30 \text{ kHz}$ y $50 \text{ kHz} \leq f_m \leq 1 \text{ MHz}$) o en banda ancha ($30 \text{ kHz} \leq f_1 \leq 100 \text{ kHz}$, $f_2 \leq 500 \text{ kHz}$ y $100 \text{ kHz} \leq \Delta f \leq 400 \text{ kHz}$) es sabido que el valor de cresta del pulso a la salida de la impedancia de medida, Z_m , es proporcional al valor de la carga del pulso de corriente de entrada, lo cual permite establecer una trazabilidad directa entre la magnitud carga del pulso (pC) y la tensión medida (mV). Sin embargo, cuando se miden las DP por métodos no convencionales, diferentes a los descritos en la norma IEC 60270, que funcionan en rangos de frecuencias superiores a 1 MHz, no es posible establecer la referida trazabilidad directa entre carga y tensión a la salida del sensor para cualquier forma de onda arbitraria de pulso de DP. En este caso, para establecer la trazabilidad de la medida con el valor de la carga del pulso es preciso, en primer lugar, asegurarse que el ancho de banda del sensor capte el contenido frecuencial representativo de los pulsos de DP. Ello permitirá establecer dos diferentes estrategias de medida. La más rigurosa, pero a la vez más difícil, consiste en realizar una integración efectiva del pulso, a partir de la medida de respuesta en frecuencia del sensor. El método consiste en reconstruir

el pulso original a través de la característica de amplitud y fase en función de la frecuencia de la impedancia de transferencia del sensor. La otra estrategia menos rigurosa, pero mucho más sencilla, es establecer la relación entre la carga del pulso, q_i , y la señal de tensión medida para una determinada frecuencia de medida en la que el pulso contenga una amplitud significativa respecto de la señal de ruido. En este último caso, es preciso asegurarse que el contenido frecuencial de los pulsos a medir durante el ensayo con alta tensión sea el mismo que los pulsos utilizados en la calibración donde se establece la correlación entre pC y mV para la frecuencia de medida. Este es el principio en el que se basa el ensayo de sensibilidad referido en la especificación técnica TS IEC 62478 que requiere dos pasos para su correcta ejecución. El primer paso en laboratorio donde se establece la relación entre pC y mV para pulsos de DP producidos por un defecto real y los generados sintéticamente a través de calibrador de DP con contenido frecuencial análogo a los pulsos de DP del defecto real y el segundo paso en campo, donde se chequea la sensibilidad en condiciones locales de ruido, mediante el generador sintético según se describe en 5.2.1.

En la figura 9 se muestra la respuesta en frecuencia de la impedancia de transferencia para tres variantes de un mismo sensor de tipo transformador de corriente HFCT: a) sensor sin apantallamiento con una sola bobina de medida de DP, b) sensor sin apantallamiento con una bobina de medida y otra adicional de inyección de pulsos utilizada para chequeo del sensor y c) sensor igual al b) que incluye, además, un apantallamiento de cobre para mejorar su inmunidad frente al ruido eléctrico. Puede observarse que la respuesta en frecuencia de las tres alternativas de sensor es análoga para frecuencias inferiores a 10 MHz. Para frecuencias inferiores a 300 kHz la relación entre la tensión de salida del sensor y la corriente de entrada es proporcional a la frecuencia y por lo tanto el sensor se comporta como una impedancia inductiva de valor U/I , proporcional a la frecuencia. Para frecuencias por encima de 1 MHz y hasta la frecuencia de corte superior f_2 el sensor se comporta como un transformador de corriente cuya corriente secundaria viene dada por $V_{out}/50W$.

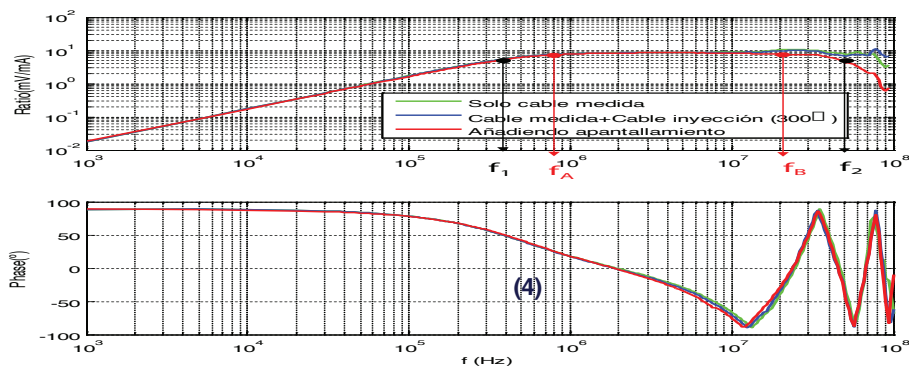


Figura 9. Respuesta en frecuencia de la relación y fase de tres variantes del mismo sensor HFCT: con una sola bobina de medida sin apantallamiento, con dos bobinas una de medida y otra de chequeo sin apantallamiento y c) igual que el b) y con apantallamiento.

Rango de frecuencias de corte f_1 y f_2 del sensor y rango de frecuencias f_A y f_B donde el factor de escala permanece constante.

Aunque la norma IEC 60270 establece como frecuencias de corte inferior y superior, f_1 y f_2 , de una impedancia de la medida, Z_m , cómo aquellas para las cuales la respuesta en frecuencia se reduce -6 dB con relación al valor máximo (Z_m cae al 50% del valor máximo), es preciso establecer un rango de frecuencias más estrecho de trabajo, f_A y f_B (figura 11), para lograr que el factor de escala del sistema de medida esté dentro del $\pm 5\%$ (máxima variación de $Z_m = 10\%$).

Téngase en cuenta que el factor de escala de un sistema de medida de DP conforme a la norma IEC 60270 viene definido principalmente por su impedancia de medida, Z_m . Para el caso de sensores de HF, VHF o UHF utilizados en medidas no convencionales de monitorización conformes a la TS IEC 62478 se establece como límite de frecuencias de trabajo f_A y f_B el doble que para un sistema de medida conforme a la IEC 60270 ($\pm 5\%$). En la figura 11 se muestran las frecuencias de corte inferior y superior, $f_1 = 380$ kHz y $f_2 = 50$ MHz para un sensor de tipo HFCT apantallado, así como sus frecuencias útiles de trabajo, $f_A = 0,8$ MHz y $f_B = 20$ MHz para las cuales el factor de escala no varía más del $\pm 10\%$. En la figura 10 se muestran las impedancias de transferencia $Z(f)$ de cinco sensores comerciales diferentes. Los sensores (1) y (2) presentan valores de impedancia de transferencia elevados (> 8 mV/mA) en el rango de frecuencia entre de 0,5 MHz a 20 MHz, pero no mantienen constante su valor, con una diferencia máxima de $Z(f) = -50\%$ para el sensor (1) y del 900% para el sensor (2). Los sensores (3) y (4) aunque mantienen constante su respuesta en frecuencia en el rango de frecuencias referido (máxima variación de $Z(f) < 10\%$) presentan bajos valores de impedancia de transferencia (< 5 mV/mA) que afecta negativamente a la sensibilidad de la medida. El sensor (5) mantiene un compromiso entre valor de la impedancia de transferencia máximo (8,3 mV/mA) y la constancia de la misma ($< 10\%$) en el rango de frecuencias de interés (0,5 MHz a 20 MHz).

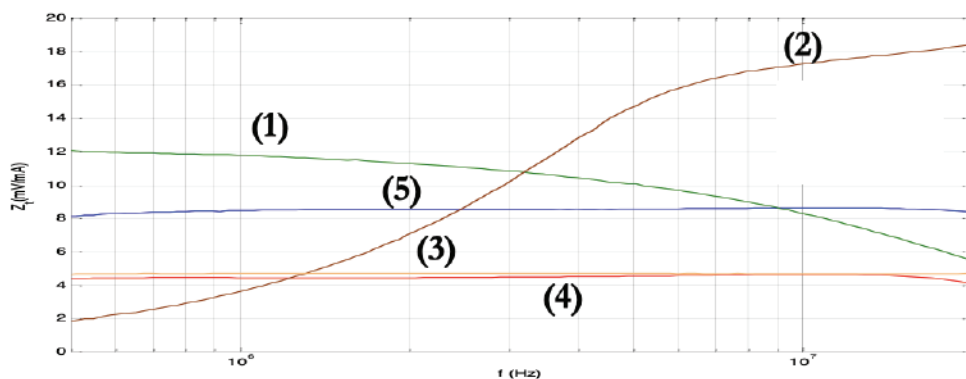


Figura 10. Respuesta en frecuencia de cinco sensores comerciales de tipo HFCT: (1) y (2) sensores de alto valor de $Z(f)$ pero no constante.

Ensayos aplicables a los medidores y analizadores de DP

Las pruebas referidas en esta sección son solo aplicables a los medidores y software de análisis que incorporan los sistemas de medida para evaluar el estado del aislamiento.

Medida de carga aparente q_{IEC} y frecuencia de repetición de pulsos N .

La carga aparente, q_{IEC} , expresada habitualmente en picoculombios (pC), se define en la norma IEC 60270 como la carga que, si se inyecta en un tiempo muy corto entre los terminales del objeto de ensayo dispuesto en un circuito de ensayo especificado, daría la misma lectura en el instrumento de medida que el propio pulso de corriente de DP generado por un defecto en el seno del aislamiento. Además, la norma establece que para ensayos de corriente alterna, el valor especificado de la carga aparente q_{IEC} es el valor de la mayor descarga parcial repetitiva. Para cuantificar el valor de la mayor descarga parcial repetitiva la norma IEC 60270 utiliza un circuito analógico de detección de cresta con una constante de tiempo de carga muy corta y una constante de tiempo de descarga no mayor de 0,44 s. La norma establece la máxima tolerancia aceptable de la lectura de un instrumento de medida de DP frente a trenes de pulsos equidistantes y de igual valor de carga entre ellos. La frecuencia de repetición de

pulsos, N , debe variar entre 1 pulso/s hasta valores superiores a 100 pulsos/s. En la figura 11 se muestran los límites establecidos por la norma para verificar la lectura de los medidores de carga aparente. El generador de trenes de pulsos de DP de referencia descrito en la sección 4.2 permite generar pulsos de igual amplitud equidistantes en intervalos de tiempo controlables desde 1 pulso/s hasta 100 pulsos/s (véase parte derecha de la figura 11) para verificar que la lectura del medidor se encuentra en el rango de tolerancia referido en la figura.

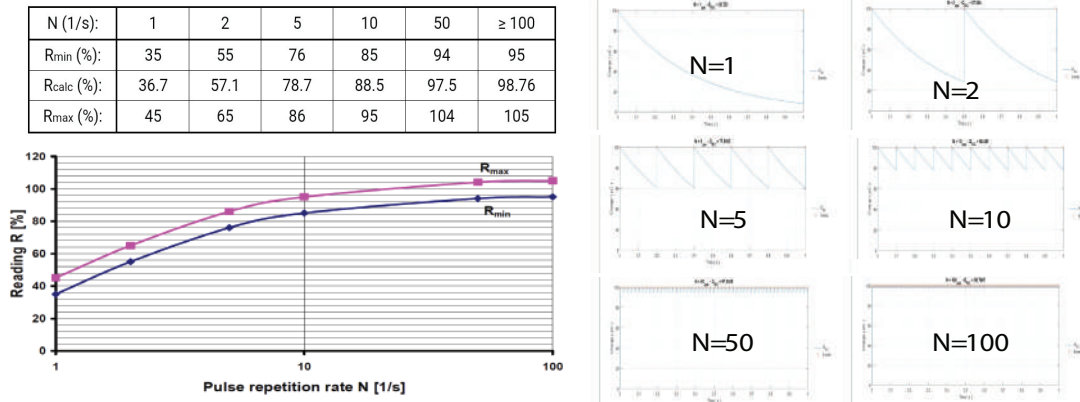


Figura 11. Tolerancia máxima admisible de la lectura del instrumento de medida en función de la frecuencia de repetición de los pulsos de DP, N .

Cuando se incrementa la frecuencia de repetición por encima hasta 1 pulso/10 μ s es posible determinar el tiempo de resolución de pulsos T_r , del medidor de DP. El tiempo de resolución es definido por la norma como el intervalo de tiempo más corto entre dos pulsos consecutivos para los cuales el valor de cresta medido no cambia más del 10% respecto al valor de carga cuando se mide uno solo pulso y representa la capacidad para diferenciar eventos de DP sucesivos.

Error de medida DP vs ruido

El generador de trenes de pulsos de DP de referencia en modo “calibrador” se conecta al medidor de DP, para generar trenes de pulsos de forma de onda T_1/T_2 y amplitud, q_0 , constante, secuenciados en intervalos de tiempo equidistantes. Simultáneamente, los pulsos de DP se mezclan con ruido eléctrico, primero con ruido blanco y luego con ruido modulado a fin de determinar la sensibilidad para detectar pulsos sin ruido eléctrico y en las dos condiciones de diferente tipo de ruido.

El primer paso consiste en seleccionar la frecuencia central de medida y el ancho de banda de medida del medidor que permita mitigar, lo mejor posible el ruido eléctrico. A tal fin el generador generará el mismo tipo de ruido que se utilizará durante la prueba, que es mezclado con un tren de pulsos de DP de amplitud suficientemente grande como para poder ser reconocido fácilmente (por ejemplo 200 pC de señal de DP frente a un ruido de 50 pC). Se realizarán los ajustes necesarios en el medidor para lograr la mejor relación señal/ruido, si el equipo dispone de capacidad de rechazo de ruido automático no será necesario efectuar ajuste alguno, de lo contrario se seleccionará el nivel de disparo, la frecuencia central de medida y ancho de banda del medidor más apropiados dentro de los rangos de frecuencia requeridos para la prueba (ver cuadro 1). Estos ajustes no deben ser cambiados durante el resto del ensayo para el tipo de ruido en el que se determinará la sensibilidad vs ruido. Tras el ajuste indicado se procede a seleccionar la ganancia del medidor para que la lectura del medidor corresponda a pulsos de calibración de 200 pC.

El ensayo consiste en realizar la medida del valor amplitud de las DP (expresado en pC, mV o dBm) y la frecuencia de repetición, N, que el generador inyecta al medidor para cuatro niveles carga aparente q_{IEC} y cuatro niveles del ruido eléctrico (ruido muy alto, ruido alto, ruido medio y sin ruido). En cada uno de los cuatro valores de carga q_{IEC} X_1 , X_2 , X_3 y X_4 el generador variará el nivel de ruido eléctrico inyectado de forma decreciente, desde el nivel más alto de ruido hasta sin ruido. Los cambios se realizan por el generador tras la introducción de las lecturas de amplitud de la DP y la frecuencia de repetición, N, efectuadas por el medidor a caracterizar correspondientes al tren de pulsos generado. Los valores de carga inyectada se varían entre un valor mínimo q_{min} (5 pC o 10 pC), y uno máximo q_{max} (200 pC) en dos intervalos de 50 pC y 100 pC. Consecuentemente, se realizarán 16 pares de lecturas (amplitud de la DP y frecuencia de repetición N) que permiten representar curvas error de medida vs frecuencia como las mostradas en la figura 12 para un determinado medidor bajo caracterización y frente a los dos tipos de ruido: sinusoidal modulado y ruido blanco respectivamente. Se evidencia la gran diferencia de errores del medidor en función del tipo de ruido eléctrico considerado modulado o blanco.

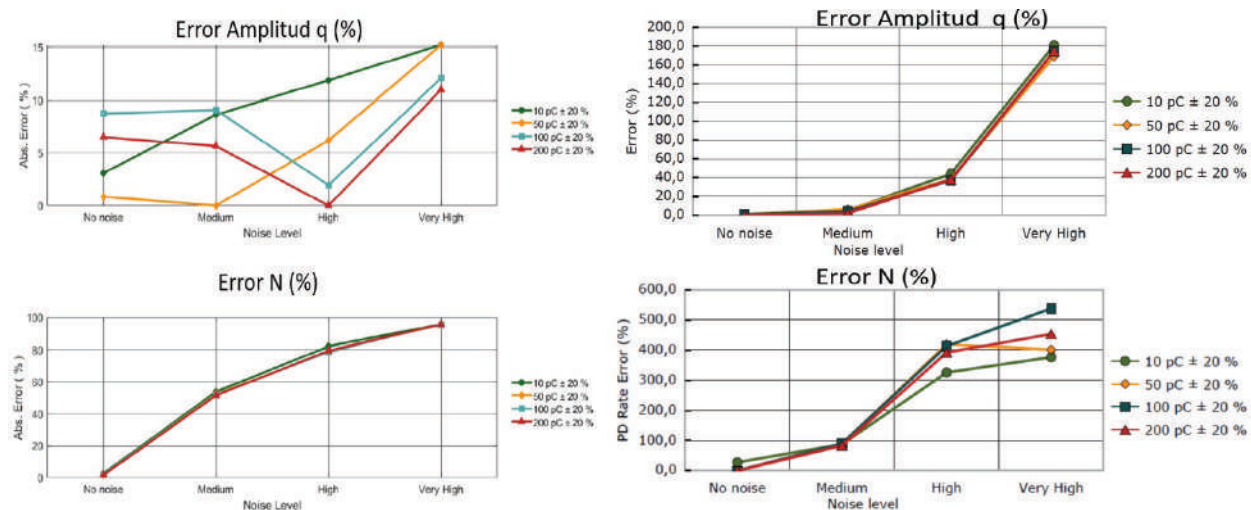


Figura 12. Familia de curvas del ensayo sensibilidad vs ruido: a) ruido modulado, b) ruido blanco.

Ensayos aplicables al sistema de medida de PD y analizador en conjunto

Ensayos de sensibilidad

Los ensayos de sensibilidad del sistema de medida consisten en inyectar señales de DP en el banco de ensayo descrito en 4.1, primero producidas con probetas de referencia y luego con el generador de pulsos o calibrador de DP a fin de identificar la mejor sensibilidad entre 1 pC y 10 pC.

Para establecer la sensibilidad del sistema de medida a caracterizar cuando se mide con sensores de tipo UHF o con sensores de tipo HFCT cuando aparecen defectos en la GIS se sigue el método de dos pasos referido en la “TS IEC 62478”.

Paso 1: Tras realizar la calibración del sistema de medida de referencia de DP, se dispone de la probeta-GIL de tipo partículas móviles en la ventana del sensor UHF1 y se aplica alta tensión hasta la aparición estable de actividad de DP. Seguidamente se realiza la medida sincronizada de los pulsos de descargas parciales generados por la probeta, a través del o de los sensores

del sistema de medida a caracterizar, y a través del sistema de medida de DP de referencia a fin de establecer la relación entre la magnitud de salida del medidor y la medida de referencia expresada en pC.

Paso 2: Tras desconectar la alta tensión y extraer la probeta en la GIL, se inyecta señales de UHF generadas con un calibrador de UHF si se desea caracterizar un medidor de UHF o señales de HF generadas a través del generador de trenes de DP de referencia en HF, si se desea caracterizar un medidor de HF, según proceda (figura 9). La inyección de los pulsos se realiza a través de la ventana del sensor UHF2 y la amplitud de los pulsos será inicialmente lo suficientemente grande para que el sensor UHF1 o el sensor de HFCT bajo caracterización detecten los pulsos generados. Seguidamente, se reducen la amplitud de los pulsos inyectados hasta que el sistema de medida bajo caracterización no pueda distinguirlos de otros del ruido.

La sensibilidad frente a defectos en cable se determina solo cuando el sistema de medida utiliza sensores de tipo HFCT. A tal fin se repite el ensayo descrito en el apartado anterior con la diferencia de que la probeta elegida es la de tipo cavidad situada en la interconexión de las dos secciones de cable y que la inyección de las señales de DP se efectúa con el generador de trenes de DP de referencia en HF situado en la interconexión de las dos secciones de cable (figura 11) y se mide solo con el sensor de tipo HFCT.

Eficacia para la identificación automática de defectos tipo

La eficacia para identificar automáticamente el tipo de defecto se realiza mediante una prueba en alta tensión mediante las nueve probetas de referencia descritas en la sección 3, todas ellas con envolvente opacas desde el exterior, a fin de no poder ver el defecto encerrado en su interior. Adicionalmente, se utilizan dos probetas “no activas” de DP, es decir sin defecto en su interior, una probeta Cable-GIS y otra Probeta-GIS. El evaluador debe seleccionar una probeta con defecto de entre las nueve disponibles para colocarla en uno de los dos emplazamientos previstos al efecto: en la GIL o en el cable, y otra “no activa” para colocarla en el otro emplazamiento disponible. Sólo el evaluador debe conocer el tipo de defecto seleccionado en cada caso a resolver. Tras la colocación de las dos probetas, una con defecto y otra sin él, se incrementa la tensión del generador que alimenta al banco de ensayos de forma creciente hasta alcanzar la tensión de ensayo de 20 kV. Se realiza la medida de descargas parciales a través del sistema de DP de referencia, por el método normativo IEC 60270, con objeto de asegurar la actividad de DP a la tensión de ensayo. Seguidamente se inyecta, a través del generador de ruido eléctrico del banco de ensayos, un ruido eléctrico de nivel alto para asegurar que el patrón queda oculto en el sistema de medida de referencia. La amplitud del ruido eléctrico debe ser un 20% por encima de la amplitud de los pulsos de DP expresándolo en valor de ruido eléctrico en pC y medido por el sistema de medida de DP de referencia. La tensión de ensayo se mantiene para que el sistema de medida a caracterizar capture las medidas oportunas y realice el procesamiento de la señal que precise a fin de obtener el resultado del tipo de defecto identificado. Solo resultados con un nivel de confianza superior al 80% declarados por el sistema de inteligencia artificial del sistema de medida a caracterizar serán considerados. Seguidamente se repite la prueba para el nivel bajo de ruido eléctrico correspondiente al 25% de la amplitud de las DP.

Eficiencia en la separación de fuentes de defectos tipo

La evaluación de la eficacia para separar los defectos automáticamente se realiza en el banco de ensayos utilizando el Generador de trenes de pulsos de DP de referencia en HF, para 4 defectos tipo diferentes superpuestos en presencia de ruido eléctrico. Los nueve defectos tipo diferentes se eligen de los ficheros de la base de datos del generador confeccionada con las probetas descritas en la sección 3 y trenes de DP medidos en campo.

La prueba consiste en reproducir nueve casos con mezcla de trenes de pulsos procedentes de cuatro defectos diferentes en cada caso. Los cuatro defectos incluidos en cada caso deben ser elegidos de forma que se utilice cada defecto cuatro veces en los nueve casos a generar. Las amplitudes de cada defecto perteneciente a un mismo caso son diferentes, con la condición de que en el valor seleccionado para la amplitud de la DP de mayor amplitud no supere 50 veces la amplitud de la DP de menor amplitud. A título de ejemplo se muestra el cuadro 2. Cada uno de los casos incluye la superposición de ruido eléctrico sinusoidal modulado, primero a nivel alto de amplitud iguala al 1,2 veces la amplitud de los pulsos del tren de DP de mayor amplitud y luego a nivel bajo, igual al 25% de amplitud de las DP de mayor amplitud. Cada uno de los trenes de pulsos de DP se genera con formas de onda pulsante de diferente contenido frecuencial y duración para simular las condiciones reales.

Cuadro 2. Ejemplo de superposición de defectos tipo.

Defecto Tipo	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9
Caso 1	2%						100%	50%	25%
Caso 2	25%	2%						100%	50%
Caso 3	50%	25%	2%						100%
Caso 4	100%	50%	25%	2%					
Caso 5		100%	50%	25%	2%				
Caso 6			100%	50%	25%	2%			
Caso 7				100%	50%	25%	2%		
Caso 8					100%	50%	25%	2%	
Caso 9						100%	50%	25%	2%

Eficacia para localizar la posición de los defectos

La determinación de la eficacia para localizar la posición de los defectos se evalúa en dos ensayos similares a los ensayos de determinación de la eficacia para identificar automáticamente el tipo de defecto realizados en alta tensión, pero con al menos un par de sensores del mismo tipo a fin de que el sistema de medida pueda determinar el tiempo de vuelo de los pulsos de DP. El objetivo de la prueba es verificar que el defecto ha sido localizado correctamente en el elemento afectado (GIL o Cable) y que el error cometido en la determinación de la distancia entre los sensores y el defecto efectuada por el sistema a evaluar.

Conclusiones

Los sistemas de medidas y monitorización de descargas parciales convencionales y los no convencionales que utilizan sensores HF, VHF y UHF utilizados para el diagnóstico del estado del aislamiento pueden ser caracterizados funcionalmente mediante las pruebas definidas en este artículo como resultado del proyecto europeo FutureEnergy de EURAMET de apoyo a la normalización. Las pruebas caracterizan los sensores, el medidor y las herramientas de procesamiento de señal y diagnóstico. Las medidas en pC que son esenciales en los ensayos de aceptación de laboratorio y de recepción en campo que utilizan métodos de medida convencionales son sustituidos por verificaciones de sensibilidad de DP y evaluación de la eficacia para identificar patrones de DP resueltos en fase asociados a defectos representativos en GIS, cables y aislamientos en aire. Los trabajos realizados que se presentan en este artículo pretenden servir de apoyo a los grupos de normalización a fin de cubrir las lagunas normativas existentes en la actualidad.

Agradecimientos

This project 19ENG02 FutureEnergy has received funding from the EMPIR programme co-financed by the Participating States and from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme.

Referencias

- [1] IEC 60060-3 “High-voltage test techniques - Part 3: Definitions and requirements for on-site testing”
- [2] IEEE 400.3 Guide for Partial Discharge Testing of Shielded Power Cable Systems in a Field Environment
- [3] IEC 62271-203 High-Voltage Switchgear and controlgear-Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV”
- [4] UNE 211006 “Ensayos previos a la puesta en servicio de sistemas de cables eléctricos de alta tensión en corriente alterna”
- [5] IEC 60270 High Voltage test techniques. Partial Discharge Measurements
- [6] IEC TS 62478 High voltage test techniques – Measurement of partial discharges by electromagnetic and acoustic methods.
- [7] “Effects of transient on High Voltage Cable Insulation”, Dissertation doctoral Thesis, Jiayang Wu, 28th February 2020.
- [8] “Application of HFCT and UHF Sensors in On-Line Partial Discharge Measurements for Insulation Diagnosis of High Voltage Equipment, Fernando Álvarez, Fernando Garnacho, Javier Ortego and Miguel Ángel Sánchez-Urán; Sensors 2015, 15, 7360-7387; doi:10.3390/s150407360
- [9] “Development, testing and aging of reference insulation defects for the improvement in partial discharges diagnosis”. Eduardo Arcones, Fernando Álvarez, Javier Ortego, Abderrahim Khamlichi, Álvaro Camuñas, Alejandro Rosete, Fernando Garnacho, Pablo Gómez.
- [10] FutureEnergy “Metrology for future energy transmission”. Start date: 01 June 2020 Duration: 36 months EMPIR Project EURAMET




Acercamiento al cálculo de índice de salud de transformadores de fuerza en Cuba

An approach on calculation of Health Index of power transformers in Cuba

Jorge Juan Montané-García¹, Orestes Nicolás Hernández-Areu²,
Alfredo Manuel del-Castillo-Serpa³

Montané-García, J.J; Hernández-Areu, O.N; del-Castillo-Serpa, A.M. Acercamiento al cálculo de índice de salud de transformadores de fuerza en Cuba. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 34-47.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6010>

- 1 Unión Nacional Eléctrica, Central Termoeléctrica "Ernesto Guevara de la Serna", Cuba. Correo electrónico: jorgemon@ctehabana.une.cu
 <https://orcid.org/0000-0002-9390-1937>
- 2 Universidad Tecnológica de la Habana "José A. Echeverría", Facultad de Ingeniería Eléctrica, Centro de Investigaciones y Pruebas para la Electricidad (CIPEL), Cuba. Correo electrónico: orestesh@electrica.cujae.edu.cu
 <https://orcid.org/0000-0002-2672-239X>
- 3 Universidad Tecnológica de la Habana "José A. Echeverría", Facultad de Ingeniería Mecánica, Centro de Estudios e Investigaciones del Mantenimiento (CEIM), Cuba. Correo electrónico: acastillo@cemat.cujae.edu.cu
 <https://orcid.org/0000-0001-5051-8324>



Palabras clave

Transformadores de fuerza; envejecimiento; aislamiento; índice de salud; diagnóstico.

Resumen

Los transformadores de fuerza (TF) son parte principal de los costos de un sistema electroenergético (SE), por lo que debe controlarse su estado, envejecimiento y vida remanente, para valorar su condición actual y futura, algo importante para tomar decisiones de operación, mantenimiento o inversiones, favoreciendo el uso óptimo de las finanzas y asegurando la confiabilidad y calidad. Un fallo de aislamiento de un TF implica daños sensibles, genera altos costos de reparación y pérdidas financieras. Al sistema de aislamiento papel-aceite del TF es imposible realizarle mantenimientos, por lo que debe evaluarse su condición, para prevenir posibles defectos de los TF, minimizando el riesgo de fallas y salidas de servicio. No es factible, desde el punto de vista económico, someter TF envejecidos a inspecciones y ensayos rigurosos. En este caso, una estrategia promisorio para elevar el tiempo de vida remanente de estos equipos lo constituye el establecimiento de prioridades de monitoreo y el desarrollo de un plan detallado de mantenimiento. He aquí el por qué juegan un papel primordial los sistemas de monitoreo y diagnóstico del aislamiento. El Índice de Salud (IS) se utiliza para cuantificar el estado global de los TF, tomando en consideración una multitud de factores. En el trabajo se realiza un acercamiento al cálculo del IS de TF en las condiciones de una central termoeléctrica (CTE) de Cuba, donde, debido a las condiciones económicas imperantes, no es posible realizar la medición de todos los factores de diagnóstico utilizados en otros países con este fin.

Keywords

Power transformers; ageing; isolation; health index; diagnostics.

Abstract

Power transformers (PT) are a main part of costs of electro energetic systems (EES), so it must to control its state, ageing and remnant life, in order to assess its present and future condition, which is important to take correct decisions in operation, maintenance or investments, for assure the financial optimization, the reliability and the quality of all the EES. A fault in the isolation system of a PT carry out sensitive damages, generates high repair costs and financial lost. It is impossible to execute maintenances in the paper-oil isolation system of the PT, so it must to assess its condition, in order to prevent possible faults of the PT, minimizing the risk of failures and outages. It is not economic for an old transformer to be subjected to rigorous inspections and thorough testing. A promising strategy for lifetime increase is to establish monitoring priorities and develop a strategy for their maintenance. This is why insulation systems monitoring and diagnosis has become an important part in transformers monitoring. The Health Index (HI) is used to quantify the global state of the PT, taking into account a multitude of factors. In this paper, authors make an approach to the calculation of the HI of the PT in a termal power station (TPS) in Cuba, where, doing of the actual economic conditions, it is not possible to execute the measurements of all the diagnostic fators, which are used in another countries.

Introducción

Por su gran volumen, las reparaciones en los TF son muy complejas y costosas, por lo que debe evitarse su realización [1]; por ello, la determinación confiable de la vida remanente de los TF es de suma importancia, tanto para las empresas energéticas como para los

consumidores [2]. Diagnosticar la condición de los TF es fundamental para su gestión de vida. No es económicamente factible someter TF envejecidos a inspecciones y ensayos rigurosos, por lo que deben establecerse prioridades de monitoreo y desarrollarse un plan detallado de mantenimiento, en lo que juegan un papel primordial los sistemas de monitoreo y diagnóstico del aislamiento, basados en una amplia gama de ensayos físicos, eléctricos, mecánicos, térmicos y en comprobaciones visuales, que permiten evaluar el estado de los TF, proveen información sobre su envejecimiento y recomiendan medidas para mejorar la calidad del aislamiento y la evaluación del tiempo de vida [3]. Los TF están sometidos continuamente a esfuerzos de envejecimiento térmicos, eléctricos, ambientales, mecánicos, químicos y otros [4, 5], que ocasionan su deterioro al transcurrir el tiempo de operación (TO), además de que pueden experimentar esfuerzos extremos y daños internos de sus componentes principales, debidos a fallas externas [4, 6]. Los TF se componen de un núcleo, aceite dieléctrico y papel (celulosa), que constituye el aislamiento fundamental de los equipos, cuyo trabajo y tiempo de vida remanente están en dependencia del estado del papel impregnado en aceite. Es posible cambiar el aceite, pero el cambio de aislamiento sólido del TF es tan costoso que es preferible adquirir un equipo nuevo; es decir, el fin de la vida útil del papel implica el fin de la vida útil del TF (por lo general alrededor o más de 40 años) [2]. Como al aislamiento papel-aceite es imposible realizarle mantenimientos, es necesario evaluar su condición, para minimizar el riesgo de fallas y salidas de servicio; de ahí la importancia de evaluar la probabilidad de vida remanente de los TF. El conocimiento de la vida remanente de los TF es decisivo para administrar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad [4].

En la evaluación de activos es muy popular el IS, para determinar el cual han sido utilizadas las variantes de “pesaje” y “ponderación”, complementadas con la lógica difusa, redes neuronales y otras herramientas de la Inteligencia Artificial (IA). El IS permite, mediante el procesamiento de la información disponible sobre los TF, realizar una evaluación general de su condición, sobre la base de los resultados de las condiciones de campo de los equipos, los resultados de inspecciones, ensayos in situ y otros [7].

El reemplazo de TF, sobre la base del TO, ha sido en la actualidad prácticamente desechado [4, 8]. La vida técnica remanente de los TF debe determinarse sin utilizar métodos que requieran de costoso equipamiento, sino con el tratamiento y análisis estadístico de datos y análisis de riesgo, lo que permitirá tomar decisiones relativas a la ejecución de mantenimientos o reemplazo de los TF. Es necesario encontrar una variante que permita utilizar la información disponible de explotación, mantenimiento y los datos obtenidos de los controles e inspecciones de diagnóstico, considerando varios factores de degradación [4]. Para calcular el tiempo de vida remanente de los TF es necesario primeramente realizar un cálculo de su IS, lo que, en las condiciones de Cuba, con severos problemas económicos, que impiden o retrasan la adquisición de equipamiento de diagnóstico, se dificulta, por lo que es necesario comprobar si los métodos propuestos internacionalmente, que implican el tratamiento matemático de la información disponible sobre los TF, son utilizables en las condiciones de nuestro país. Este aspecto, que los autores desconocen se haya tratado con anterioridad, constituye el objetivo principal del presente trabajo.

Índice de Salud del transformador de fuerza y su determinación

El IS es una medida de la condición de los activos, no determinada fácilmente mediante inspección rutinaria. Mientras las condiciones de funcionamiento empeoran, la probabilidad de falla aumenta, siendo conveniente clasificar los activos en función de su condición técnica, en base a los ensayos de diagnóstico que se realicen, lo que es útil cuando el número de activos

es considerable. El IS es una puntuación asignada a cada activo, que clasifica su condición y mide su salud global, permitiendo compararlo con el resto e identificar en cuáles es necesario tomar acciones a corto, mediano y largo plazo. No existe un método único para obtener el IS, además de que su nivel de dificultad puede variar, a causa de las pruebas que se utilicen como datos de entrada y del procedimiento de cálculo [9]. El IS se obtiene a partir de los resultados de ensayos del equipo, que dan información sobre algún aspecto de su condición, que permite establecer una calificación en función de su condición técnica [10] y tiene relación directa con la degradación o envejecimiento, proporcionando un valor cuantificado, que permite jerarquizar los equipos y tomar decisiones de gestión sobre cada uno de ellos. Para determinar el IS de un TF, se considera, como elemento dominante, el aislamiento aceite-papel. El IS es útil para representar la gravedad y cuantificar los diversos parámetros que afectan directa o indirectamente las características de envejecimiento y funcionamiento del TF [11].

Las empresas energéticas prestan mayor atención a la condición de salud de grupos de TF o de unidades que exhiban el menor IS, por lo que el IS es una herramienta efectiva para determinar la condición de los equipos [12]. Combinando el monitoreo de los datos obtenidos de las mediciones tipo, ensayos de rutina, historial de mantenimiento y estadística de fallas y sobre la base del criterio de expertos, puede realizarse una evaluación suficientemente abarcadora de la condición de salud del TF. Partiendo del IS de un grupo de TF, puede desmarcarse uno en la flota y juzgar si su condición se encuentra por debajo o por encima del IS promedio, aplicando la técnica estadística de *regresión* de los resultados del IS, lo que provee al personal de una referencia acerca de que debe prestarse mayor atención a TF con una condición de salud menor del IS promedio [12]. Es importante que el IS se tome como un parámetro variable, cambiante durante toda la vida útil del equipo [13].

Parámetros para el cálculo del Índice de Salud

El IS compuesto es muy utilizado para representar la condición general de un activo, cuantificando su condición en numerosos criterios, relativos a los factores de degradación a largo plazo, que al acumularse llevan el equipo a su fin de vida [14].

Para determinar el estado técnico de los TF, se realizan una gran cantidad de pruebas, enfocadas en sus diferentes componentes: aceite, aislamiento sólido, devanados, circuito magnético, etc. La condición del TF, según su IS, se divide en cinco categorías (muy bueno, bueno, favorable, pobre y muy pobre), atendiendo a la predicción del tiempo de vida útil y el nivel de degradación de sus componentes. El análisis de los gases disueltos (AGD), de la calidad del aceite y el contenido de furanos se usan para detectar los tipos de fallas que podrían ocurrir en el TF y el resultado del análisis son las predicciones de tiempos de vida, tipos de posibles fallas y recomendaciones de mantenimiento. Ya calculado el IS, se recomiendan tres tipos de acciones sobre los TF; sobre los que están trabajando normalmente, sobre los que continúan trabajando con restricciones y sobre los que requieren nuevas pruebas de muestreo. Finalmente, se concluye que, si bien el IS no puede conocer el tipo de fallas que ocurrieron en los TF, sí proporciona la condición general de salud de los mismos [15].

Existen tres requerimientos básicos para desarrollar el IS: las entradas, los algoritmos y las salidas.

Las entradas varían entre las cantidades, medidas regularmente, como parte del mantenimiento de rutina, como son [7, 10, 14]: resultados de ensayos de calidad del aceite; resultados del Análisis de Gases Disueltos en el aceite (AGD); condición general del TF, edad e historial de carga; inspecciones visuales de rutina del tanque, comprobando la existencia o no de salideros de aceite, su nivel, el estado de los radiadores, ventiladores, bushings, juntas y demás

accesorios; resultados de inspecciones y ensayos del conmutador de elementos; resultados de inspecciones y ensayos de bushings; resistencia de los devanados a la corriente directa (CD); relación de transformación; resistencia de devanados y resistencia de aislamiento.

Los algoritmos varían entre el promedio de ponderación, el puntaje logarítmico, el acercamiento escalonado, el puntaje por grupos, el indexado de subconjuntos, la lógica difusa, redes neuronales y otros [7].

Las salidas pueden construirse de distintas formas. En el cuadro 1 se muestra la evaluación de la condición de degradación de TF según su IS.

Cuadro 1. Evaluación de la condición de degradación de TF según su IS.

IS	Condición	Recomendaciones
0,85<IS≤1,0	Muy buena	Mantenimiento normal
0,7<IS≤0,85	Buena	Mantenimiento normal
0,5<IS≤0,7	Fallado	Incrementar ensayos de diagnóstico
0,3<IS≤0,5	Pobre	Comenzar plan de reparación o reconstrucción
IS≤0,3	Muy pobre	Evaluar inmediatamente el riesgo; cambiar o reconstruir, según indique la evaluación

Fuente:[16]

La gestión de una flota de TF envejecidos es un desafío para sus propietarios. El aislamiento líquido de los TF, usualmente aceite mineral, se oxida, generándose ácidos, humedad y otros componentes polares, como alcoholes e hidroperóxidos, que forman compuestos insolubles en el aceite (“lodos”). El aislamiento sólido, como el papel y el cartón, se somete inicialmente a oxidación, hidrólisis y otros procesos, generándose humedad, ácidos, monóxido y dióxido de carbono, furanos y metanol [17]. La evaluación del envejecimiento de TF ha adquirido relevancia, debido a la elevación de los requerimientos de confiabilidad y longevidad de los equipos, que han permanecido en servicio un mayor número de años que el total de su vida operacional planificada. Con el transcurso del TO, se producen cambios en las propiedades del aislamiento del TF. Como al aceite de los TF se puede acceder con facilidad y el mismo contiene productos de la degradación, tanto del aislamiento sólido como de la del aceite en cuestión, la evaluación del envejecimiento comprende fundamentalmente la ejecución de ensayos del aceite y la interpretación de sus resultados. Una referencia común para la interpretación de los resultados de los ensayos del aceite la constituye la norma IEC 60422 [17, 18].

Cálculo del Índice de Salud de transformador de fuerza

Para evaluar la condición general de un TF se toman en cuenta todos los datos en existencia sobre su comportamiento, es decir se realiza un examen multifactorial. Cada uno de los componentes que influyen en la condición del TF debe examinarse por separado. El valor final del IS se calcula en base a la fórmula [3, 14, 16]:

$$IS = A1 \times \frac{\sum_{i=1}^{n-3} KiFISi}{\sum_{i=1}^{n-3} 4Ki} + A2 \times \frac{\sum_{i=n-3}^n KiFISi}{\sum_{i=n-3}^n 4Ki} \quad (1)$$

Donde [14]

- Los factores de peso A1 y A2, correspondientes, respectivamente, al TF y a su cambiador de derivaciones, se toman como 60% y 40%, sobre la base de una encuesta internacional llevada a cabo por el grupo de CIGRÉ que atiende las fallas en grandes TF.
- Ki es un coeficiente que se otorga a cada componente según su importancia dentro del TF en general;
- FISi es el Índice de Salud que se calcula para cada componente por separado.

Cada TF debe registrarse en una base de datos (BD) y, con la información de ensayos registrados, se calcula su IS. El sistema para el cálculo debe también desplegar la información de evolución de los IS en el tiempo, listado de IS de TF y recomendaciones basadas en criterios normativos o definidos con el personal de explotación. La herramienta debe generar reportes por TF; de igual forma, toda la información registrada puede ser guardada por el usuario para obtener información adicional de los TF. El sistema debe evaluar la condición de los TF que se incluyan, permitiendo registrar información por interoperabilidad con otras aplicaciones, registrar resultados de ensayos de TF, calcular el IS total de cada TF, generar una puntuación de todos los TF según su IS, analizar posibles fallas y elaborar recomendaciones de acciones a seguir. La herramienta también debe permitir observar la evolución del IS, para realizar un seguimiento de la condición de cada TF en el tiempo, de acuerdo a la frecuencia con que sean realizados los ensayos [10].

El cuadro 2 muestra los datos del TF de mayor edad en la flota que se estudia, al cual se le realizará el cálculo de su IF.

Análisis de Gases Disueltos

El Análisis de Gases Disueltos (AGD) es un método de diagnóstico frecuentemente usado para evaluar la condición interna del TF, pues mediante el estudio de la evolución de los gases, sus combinaciones, tendencias y valores individuales, puede relacionarse si el contenido de gases responde a mecanismos naturales de envejecimiento o determinar si existe una falla emergente [9]. La norma IEC 60599 [19] provee una lista de las fallas detectables por el AGD, mientras la norma IEEE Std C57.104™ [20] introduce el criterio de cuatro niveles para clasificar los riesgos en los TF si se les mantiene una operación continua con los volúmenes de gases combustibles en el aceite detectados [14].

Teniendo en cuenta diferentes recomendaciones, el cuadro 3 y la figura 1 introducen un método de puntuación que utiliza la información suministrada por el AGD.

El factor de AGD se calcula como [3, 14]:

$$FAGD = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (2)$$

Donde [3, 14]:

- Wi: factor de ponderación asignado, con valores iniciales de 1 para CO y CO₂; 2 para H₂; 3 para CH₄, C₂H₆ y C₂H₄ y 5 para C₂H₂.
- Si=1, 2, 3, 4, 5 o 6: puntuación de cada gas sobre la base de la figura 1; si el contenido de un gas excede el último límite introducido en la misma, se asigna un valor de 6.

Los códigos que se obtienen comienzan con A, como mejor condición y terminan en E, la peor. Este tipo de codificación es empleada para los factores restantes [14].

Cuadro 2. Datos de transformador para cálculo del IS.

Años de servicio	Gases disueltos, ppm							Características dieléctricas del aceite aislante			
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	Agua, ppm	Tensión de ruptura, kV	Tensión interfacial (TIF), dinas/cm	Acidez, mg KOH/g
11	0,5	0	107,52	369,05	44,48	2587,69	25870,51	16,43	60	43,94	0,0367
14								16,66	60	44,39	0,0272
15								32,6	46,8	41,33	0,0627
17								8	60	44,42	0,015
18	7	13	2	128	19	75	1365	8	60	45,8	0,0148
19	5	2	2	4	2	162	1589	8	60	57,6	0,0065
21	5	2	10	13	2	146	2788	15	60	59,14	0,0097
22								13	60	54,35	0,0103
22	6	3	2	24	2	114	2806	19	60	58,52	0,0092
22	5	3	2	14	2	153	2367	14	60	56,49	0,0047
23	5	3	17	19	2	116	2593	14	59,8	48,41	0,0091
23	9	2	20	20	2	129	2558	19	75,4	64,11	0,0084
24	6	2	20	19	2	108	2308	13	91,4	57,21	0,0167
25								11	87		
25								9	70,3	50,5	
30	198	2215	2	5235	1570	232	3650	14	81,9	56,06	
32								16	87,8	40,1	0,0085

Cuadro 3. Puntuación para TF sobre la base del Factor de AGD.

Código	Condición	Descripción
A	Buena	DAF < 1.2
B	Aceptable	1.2 ≤ DGAF < 1.5
C	Necesaria precaución	1.5 ≤ DGAF < 2
D	Pobre	2 ≤ DGAF < 3
E	Muy pobre	DGAF ≥ 3

Fuente: [3, 14]

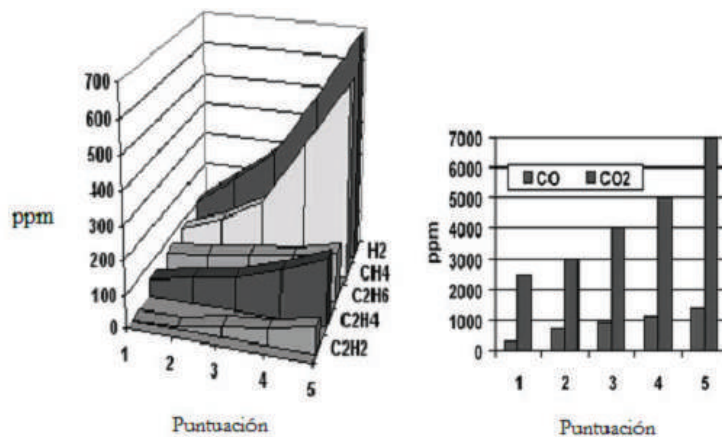


Figura 1. Puntuación según gases disueltos en el aceite. Fuente: [3]

Del cálculo se obtuvieron los resultados que se muestran en el cuadro 4:

Cuadro 4. Factores utilizados para el cálculo del FAGD.

	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
S	5	6	1	6	3	1	5
W	2	3	5	3	3	1	1

De lo que se obtiene $FAGD=3,66667 \geq 3$, que, según el cuadro 3, es un resultado muy pobre, correspondiendo con la letra E.

Calidad del aceite

Para la calidad del aceite se utiliza un método de puntuación, similar al que se aplica al AGD, que se muestra en el cuadro 5.

Del cálculo, para el TF que se toma de ejemplo en el cuadro 3, se obtienen los resultados siguientes: Fortaleza dieléctrica, kV/mm (2mm), Si=1, Wi=3; Tensión interfacial (TIF), dinas/cm, Si=1, Wi=2; Acidez, mg KOH/g, Si=1, Wi=1; Agua, ppm, Si=1, Wi=4.

El factor de calidad del aceite FCA para este TF es FCA=1; es decir, el resultado clasifica como bueno (Ver cuadro 6).

Cuadro 5. Coeficientes según datos de ensayos del aceite de transformadores, sobre la base de la norma IEEE C57.637™-2015.

Un	69kV<Un<230kV	230kV≤Un	S _i	W _i
Fortaleza dieléctrica, kV/mm (2mm)	≥52	≥60	1	3
	47-52	50-60	2	
	35-47	40-50	3	
	≤35	≤40	4	
Tensión interfacial (TIF), dinas/cm	≥30	≥32	1	2
	23-30	25-32	2	
	18-23	20-25	3	
	≤18	≤20	4	
Acidez, mg KOH/g	≤0,04	≤0,03	1	1
	0,04-0,1	0,03-0,07	2	
	0,1-0,15	0,07-0,1	3	
	≥0,15	≥0,1	4	
Agua, ppm	≤20	≤15	1	4
	20-25	15-20	2	
	25-30	20-25	3	
	≥30	≥25	4	

Fuente: [3, 14, 16, 21].

Cuadro 6. Puntuación para TF sobre la base del FCA.

A	Bueno	1
B	Aceptable	2
C	Necesaria precaución	3
D	Pobre	4

Derivados furánicos

Los furanos se generan por la degradación del papel impregnado en aceite y se disuelven fácilmente en este; sus altas concentraciones o el incremento en estas indican la degradación del papel por el envejecimiento o fallas. Los furanos pueden causar el deterioro del papel si $T < 100^{\circ}\text{C}$ y también cuando $T = 100 \dots 200^{\circ}\text{C}$ [2]. Se recomienda realizar el ensayo de derivados furánicos cuando el TF se sobrecalienta, cuando el contenido de CO o CO₂ disueltos en el aceite es alto o si el plazo de servicio del equipo es mayor de 25 años [14]. El AGD del aceite de los TF se realiza mediante la *cromatografía de gases*, mientras que el análisis de furanos disueltos en el aceite requiere de la *cromatografía de fase líquida*. Estas técnicas difieren, por lo que se hacen necesarias, para la realización de las mismas, la utilización de equipamientos específicos en cada caso. En Cuba sólo se ha introducido la cromatografía de gases, pero la de fase líquida es aún inexistente. En los casos en que se ha requerido, ha sido necesario contratar este análisis para su realización en el extranjero [22]. Por esta razón, no se dispone de información sobre los derivados furánicos disueltos en el aceite del TF que se analiza, para la realización del cálculo de su IS.

Cambiador de derivaciones

En este tipo de TF no es posible tomar muestras de aceite para la realización de AGD en el aceite de este accesorio, por lo que esta variable tampoco puede incluirse en el cálculo.

Información sobre mantenimiento

Para calcular el IS se desarrolló un sistema de clasificación basado en las órdenes de trabajo (OT) emitidas en los últimos cinco años para el TF y sus accesorios. En esta evaluación son importantes la termografía infrarroja, la condición de los bushings, los salideros de aceite y su nivel, el estado del sistema de enfriamiento, las juntas, la condición del tanque principal (cuba), el aterramiento y otros factores [14]. Para realizar la selección de las calificaciones de los componentes individuales, de no existir ninguna OT sobre un componente dado en los últimos 5 años, se le otorga una calificación de "A".

El cuadro 7 muestra los factores de condición general que se introducen para incluir la tasa de OT emitidas en los últimos cinco años.

Cuadro 7. Condición general basada en la tendencia de OT totales emitidas en los últimos cinco años.

Puntuación según condición	Descripción del criterio de condición
A	[Máx. (últimos 2 años) < 3] O [incremento < 10% sobre 5 años]
B	[Máx. (últimos 2 años) > 3 E incremento > 10% sobre 5 años] O [Máx. (últimos 2 años) > 5]
C	[Máx. (últimos 2 años) > 5 E incremento > 30% sobre 5 años] O [Máx. (últimos 2 años) > 10]
D	[Máx. (últimos 2 años) > 10 E incremento > 50% sobre 5 años] O [Máx. (últimos 2 años) > 15]
E	[Máx. (últimos 2 años) > 15 E incremento > 80% sobre 5 años] O [Máx. (últimos 2 años) > 20]

Fuente: [14]

De lo que se obtiene:

1. Condición general del TF-0 OT-A;
2. Condición de bushings-4 OT-B;

3. Condición del tanque principal-0 OT-A;
4. Sistema de enfriamiento-0 OT-A;
5. Corrosión del tanque principal-0 OT-A;
6. Cimientos-0 OT-A;
7. Aterramiento-0 OT-A;
8. Juntas-4 OT-B;
9. Conectores-0 OT-A;
10. Salideros de aceite-4OT-B;
11. Nivel de aceite-2 OT-A;
12. Condición general del cambiador de derivaciones-4 OT-B.

Cálculo final del Índice de Salud

El cuadro 8 muestra la puntuación que se otorga en otros ensayos que se toman en cuenta para el cálculo.

Cuadro 8. Puntuación para los ensayos de relación de transformación y resistencia de enrollados a la corriente directa (CD).

Código de puntuación	Desviación de la relación de transformación con respecto a la de fábrica, %	Desviación de la resistencia de enrollados a la CD con respecto a la de fábrica, %
A	$\Delta TR \leq 0.1\%$	$\Delta R < 1\%$
B	$0.1\% < \Delta TR \leq 0.5\%$	$1\% \leq \Delta R < 2\%$
C	$0.5\% < \Delta TR \leq 1\%$	$2\% \leq \Delta R < 3\%$
D	$1\% < \Delta TR < 2\%$	$3\% \leq \Delta R < 5\%$
E	$\Delta TR \geq 2\%$	$\Delta R \geq 5\%$

Fuente: [14]

Los resultados del cálculo de ΔTR , % se muestran en el cuadro 9, mientras en el cuadro 10 aparecen los resultados del cálculo de ΔR , %.

Cuadro 9. Resultados del cálculo de ΔTR , %.

Ramificación	Lugar de ensayo	AN/ab	BN/bc	CN/ca
9	Fábrica	10,688	10,703	10,698
	Campo (último ensayo)	10,779	10,749	10,754
	ΔTR , %	0,844234159	0,427946786	0,52073647
10	Fábrica	10,519	10,524	10,518
	Campo (último ensayo)	10,596	10,572	10,575
	ΔTR , %	0,726689317	0,454029512	0,539007092

Cuadro 10. Resultados del cálculo de ΔR , %.

Ramificación	Lugar de ensayo	AN	BN	CN
9	Fábrica	0,54410	0,56600	0,54980
	Campo (último ensayo)	0,558	0,560	0,567
	ΔR , %	2,491039427	1,060070671	3,0335097
10	Fábrica	0,52440	0,53660	0,52999
	Campo (último ensayo)	0,539	0,540	0,546
	ΔR , %	2,708719852	0,62962963	2,932234432

De cada tipo de desviación se escogen los mayores valores. Se toman $\Delta TR=0,844234159\%$, con código de puntuación C; $\Delta R=3,0335097$, con código de puntuación D.

El total de ensayos para el cálculo del IS se generaliza en el cuadro 11. Las dos columnas de la derecha indican las puntuaciones en concreto para cada componente del TF.

Tomando en consideración los componentes mostrados y mediante la realización de un cálculo por la ecuación (1) se obtuvo: $IS=0,687755102=68,77\%$,

Esto, según el cuadro 1, indica que el TF en cuestión puede estar fallado, lo que corresponde con su comportamiento durante su explotación, por lo que se recomienda Incrementar los ensayos de diagnóstico que se realizan al equipo.

En el cuadro 12 se introducen los datos del TF de menor edad en la flota, a fin de calcular también su IS y poder comprobar si el método empleado permite realizar un cálculo correcto.

Cuadro 11. Puntuación para el IS.

#	Factor de diagnóstico	K	Posibles puntuaciones de condición	Posibles factores de IS	Condición real	Factor real de IS
1	AGD	10	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	E	0
2	Calidad del aceite	6	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
3	Condición general del TF	8	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
4	Relación de transformación	5	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	C	2
5	Resistencia de los enrollados a la CD	6	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	D	1
6	Condición de bushings	5	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	B	3
7	Corrosión del tanque principal	2	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
8	Sistema de enfriamiento	2	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
9	Corrosión del tanque expansionador	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
10	Cimientos	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
11	Aterramiento	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
12	Juntas	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	B	3
13	Conectores	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
14	Salideros de aceite	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	B	3
15	Nivel de aceite	1	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	A	4
16	Condición general del cambiador de derivaciones	5	A,B,C,D, E	4,3,2,1,0	B	3

Cuadro 12. Datos de segundo TF para cálculo de su IS.

Años de servicio	Gases disueltos, ppm							Características dieléctricas del aceite aislante			
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	Agua, ppm	Tensión de ruptura, kV	Tensión interfacial (TIF), dinas/cm	Acidez, mg KOH/g
3	37	2	2	2	2	1403	6033	11	91,2	48,73	0,0057
4	12	14	2	2	2	1379	8266		94,1	44,64	0,0154
5	10	16	2	2	2	1415	8657		55,8	47,78	
6	5	18	2	2	2	1511	9404	12	94,2	43,27	0,0115
7	10	19	2	2	2	1604	10015				
8								7	84,7	33,05	0,0129

Calculando se obtienen:

FAGD=1,333333333, lo que, según el cuadro 3, es un valor aceptable ($1.2 \leq DGAF < 1.5$), con un coeficiente de B.

Para el cálculo del FCA se obtienen: Fortaleza dieléctrica, kV/mm (2mm), Si=1, Wi=3; Tensión interfacial (TIF), dinas/cm, Si=1, Wi=2; Acidez, mg KOH/g, Si=1, Wi=1; Agua, ppm, Si=1, Wi=4.

El factor de calidad del aceite FCA para este TF es FCA=1; es decir, el resultado clasifica como bueno, con coeficiente A.

Total de OT por componentes en los últimos cinco años:

1. Condición general del TF-0 OT-A;
2. Condición de bushings-0 OT-A;
3. Condición del tanque principal-0 OT-A;
4. Sistema de enfriamiento-3 OT-B;
5. Corrosión del tanque principal-0 OT-A;
6. Cimientos-0 OT-A;
7. Aterramiento-0 OT-A;
8. Juntas-0 OT-A;
9. Conectores-0 OT-A;
10. Salideros de aceite-0 OT-A;
11. Nivel de aceite-2 OT-A;
12. Condición general del cambiador de derivaciones-0-no cuenta con cambiador de derivaciones bajo carga.

Para el cálculo de ΔTR , % y ΔR , % se realiza el mismo procedimiento que para el TF que se mostró en el cuadro 2, escogiendo los mayores valores entre los tres posibles para cada uno; por tanto, se tomaron $\Delta TR=0,522778193\%$, con código de puntuación C y $\Delta R=5,69105691$, con código de puntuación E.

Para el cálculo total:

#	Factor de diagnóstico	K	Condición	Factor de IS
1	AGD	10	B	3
2	FCA	6	A	4
3	Condición general del TF	8	A	4
4	Relación de transformación	5	C	2
5	Resistencia de los enrollados a la CD	6	E	0
6	Condición de bushings	5	A	4
7	Corrosión del tanque principal	2	A	4
8	Sistema de enfriamiento	2	B	3
9	Corrosión del tanque expansionador	1	A	4
10	Cimientos	1	A	4
11	Aterramiento	1	A	4
12	Juntas	1	A	4
13	Conectores	1	A	4
14	Salideros de aceite	1	A	4
15	Nivel de aceite	1	A	4

$IS=0,774509804=77,45098039\%$.

Esto, según el cuadro 1, indica que el TF en cuestión está en buena condición, recomendándose para el mismo la realización de Mantenimiento normal.

Resultados y futuros trabajos

Los resultados obtenidos del cálculo del IS para cada TF muestran correspondencia con el estado general de cada uno y con la opinión de expertos consultados. Para realizar el cálculo del IS de un parque de TF se utilizan poderosas herramientas matemáticas, que no serán tratadas en el presente trabajo, constituyendo objeto de investigaciones futuras.

Conclusiones

En el artículo se comprobó que el método propuesto para el cálculo del IS en [3, 14, 16] puede utilizarse en las condiciones de Cuba, donde no se han implementado numerosas técnicas de ensayo, debido a la imposibilidad de adquisición de equipos para su realización. En futuros trabajos se definirán herramientas matemáticas más amplias para la realización del cálculo del IS de flotas de TF en las condiciones de nuestro país.

Referencias

- [1] E. Calo, R. E. Álvarez, P. Morcelle del Valle, and L. Catalano, "Análisis de IEEE C57.152 y TB 445 de CIGRE para el diagnóstico de la condición de transformadores de potencia," in *XVII Encuentro Regional Iberoamericano (ERIA) de CIGRÉ* Ciudad del Este, Paraguay 2017, vol. Comité de Estudio CE A2-Transformadores p. 8: CIGRÉ, 2017.
- [2] A. Teymouri and B. Vahidi, "CO₂/CO concentration ratio: A complementary method for determining the degree of polymerization of power transformer paper insulation," (in English), *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 33, no. 1, pp. 24-30, January-February 2017 2017.
- [3] B. Gorgan, P. V. Notinger, L. V. Badicu, and G. Tanasescu, "Calculation of power transformers health indexes," (in English), *Annals of the University of Craiova*, vol. Electrical Engineering series, no. 34, pp. 13-18, 2010.

- [4] J. J. Montané García, D. D. S. A., and A. M. del Castillo Serpa, "Avances en evaluación del estado y la vida remanente de transformadores de fuerza," (in Español), *Ingeniería energética*, vol. 40, no. 3, pp. 245-256, 2019.
- [5] S. M. Akolkar and B. E. Kushare, "Remaining Life Assessment of Power Transformer," (in English), *Journal of Automation and Control*, vol. 2, no. 2, p. 4, 2014.
- [6] E. Abbasi and O. P. Malik, "Failure rate estimation of power transformers using inspection data," presented at the 2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Beijing, China 16-20 Oct. 2016, 2016. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7764150/>
- [7] B. P. Das and L. Cheim, "Transformer assessment using health index-Part 1-Sensitivity analysis and critical discussion " (in English), *Transformer Magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 42-49, October 2020 2020.
- [8] E. Abbasi, "Developing Practical Methods for Ageing and Failure Probability Modeling of Mineral Oil Immersed Power Transformers Using Smart Utility Data," Thesis in order to obtain the degree of Doctor of Philosophy, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Calgary Calgary, Alberta, Canada, 2017.
- [9] J. A. Tariacuri Q., G. Aponte M., and H. Cadavid R., "Índice de salud para transformadores de potencia usando el análisis de gases disueltos y 2-Fal," (in Español), *e-Gnosis* vol. 18, no. 1, pp. 1-15, January 2020 2020.
- [10] G. Aponte M. *et al.*, "Herramienta de software para estimar el índice de salud en transformadores de potencia," *e-Gnosis* vol. 18, no. 10, pp. 1-21, Septiembre 18, 2020 Accessed on: 29 de julio del 2020 Available: <http://www.e-gnosis.udg.mx/index.php/e-gnosis/article/view/793/414>
- [11] J. C. Parraga Acosta, "El índice de salud y su influencia en la gestión del ciclo de vida de los transformadores del sistema eléctrico de la Mina Cobriza " Tesis para optar por el grado académico de Maestro en Ciencias, Mención Sistemas Eléctricos de Distribución, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Universidad de Nacional del Centro del Perú Huancayo, Perú 2019
- [12] S. Li, G. Wu, H. Dong, L. Yang, and X. Zhen, "Probabilistic Health Index-Based Apparent Age Estimation for Power Transformers," (in English), *IEEE Access*, vol. 8, pp. 9692-9701, January 2020 2020.
- [13] S. Milosavljević and A. Janjić, "Power transformer health index estimation using evidential reasoning," (in English), *FACTA UNIVERSITATIS* vol. 33, no. 4, pp. 571-581, December 2020 2020.
- [14] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. R. R. Service, and W. Fan, "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index " (in English), *IEEE Electrical Insulation Magazine* vol. 25, no. 2, March-April 2009, pp. 20-34, 21 March 2009 2009.
- [15] I. G. N. Satriyadi Hernanda, A. C. Mulyana, D. A. Asfani, I. M. Y. Negara, and D. Fahmi, "Application of Health Index Method for Transformer Condition Assessment " presented at the IEEE TENCON2014, Bangkok, Thailand, October 2014, 2014. Available: https://www.researchgate.net/publication/279913935_Application_of_Health_Index_Method_for_Transformer_Condition_Assessment
- [16] G. Tanasescu *et al.*, "Assessment of Power Transformers Conditions Based on Health Index," presented at the CIGRÉ Regional South-East European Conference (RSEEC 2012) Hotel Hilton, Sibiu, Romania, October 2012, 2012. Available: https://www.researchgate.net/publication/266732201_Assessment_of_Power_Transformers_Conditions_Based_on_Health_Index
- [17] Z. D. Wang *et al.*, "Ageing Assessment of Transformers through Oil Test Database Analyses and Alternative Diagnostic Techniques " presented at the 2015 CIGRE SC A2 Colloquium, Shanghai, China, September 2015, 2015. Available: https://www.researchgate.net/publication/282245702_Ageing_Assessment_of_Transformers_through_Oil_Test_Database_Analyses_and_Alternative_Diagnostic_Techniques
- [18] *Mineral insulating oils in electrical equipment-Supervision and maintenance guidance*, 2013.
- [19] *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*, ICS 17.220.99; 29.040.10; 29.180, 2015.
- [20] *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers* 2019
- [21] *IEEE Guide for the Reclamation of Mineral Insulating Oil and Criteria for Its Use*, 2015.
- [22] J. J. Montané García, S. A. Dorrbercker Drake, and A. M. del Castillo Serpa, "Uso de relaciones químicas en cálculo de tiempo de vida útil y remanente de transformadores de fuerza," presented at the XIV Congreso Internacional de Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico ALTAE 2019, Guadalajara, Jalisco, México, 30 de octubre del 2019, 2019. Available: https://www.researchgate.net/publication/338233360_USO_DE_RELACIONES_QUIMICAS_EN_CALCULO_DE_TIEMPO_DE_VIDA_UTIL_Y_REMANENTE_DE_TRANSFORMADORES_DE_FUERZA

DetECCIÓN DE DESCARGAS PARCIALES EN UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA POR MEDIO DE PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES TÉRMICAS


Detection of Partial Discharges in an Underground Electrical Installation by means of Digital Thermal Image Processing

Adrián González-Parada¹, Rubén Jaramillo-Vacío²,
Ricard Bosch-Tous³, Pau Casals-Torrens⁴

González-Parada, A; Jaramillo-Vacío, R; Bosch-Tous, R; Casals-Torrens, P. Detección de descargas parciales en una instalación eléctrica subterránea por medio de procesamiento digital de imágenes térmicas. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 48-61.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6011>


1 Universidad de Guanajuato. México. Correo electrónico: gonzaleza@ugto.mx

 <https://orcid.org/0000-0003-3473-1349>

2 LAPEM-CFE, México. Correo electrónico: ruben.jaramillo@cfe.mx

 <https://orcid.org/0000-0002-5876-9643>

3 Universidad Politécnica de Cataluña, España. Correo electrónico:
ricard.bosch@upc.edu

 <https://orcid.org/0000-0003-0820-7834>

4 Universidad Politécnica de Cataluña, España. Correo electrónico:
p.casals@upc.edu



Palabras clave

Instalaciones eléctricas subterráneas; cables de energía; fallas en terminales, imágenes termográficas; proceso digital de imágenes.

Resumen

La instalación de cables de potencia se deben de considerar una serie de factores para asegurar un buen desempeño en su operación y así mejorar notablemente la confiabilidad del sistema donde se encuentra. Durante la instalación se ven involucrados el empleo de accesorios específicos para su conexión a sistemas aéreos o para conexión de equipos, tales accesorios son conocidos como terminales y empalmes. De acuerdo a las estadísticas estos accesorios presentan el 95% de las fallas debido a problemas durante su instalación o vida útil, por lo que es necesario llevar a cabo estudios o monitoreos programados de la operación de las instalaciones eléctricas con el fin de reducir riesgos y prevenir fallas en la instalación. En el presente trabajo se presenta un método de detección incipiente de falla, el cual se basa en el análisis de imágenes termográficas de los accesorios (empalmes y terminales) de media tensión en operación. El objetivo es identificar la zona de una terminal en la que exista una falla incipiente por descargas parciales, las cuales no se pueden observar con una imagen termográfica simple, sino que se requiere realizar un análisis y proceso digital de la imagen termográfica a fin de identificar plenamente el punto de falla en donde con el procesamiento digital de imágenes es posible extraer información que a simple vista no se percibe en una imagen obtenida con una cámara termográfica. Se presentan los resultados obtenidos en laboratorio de fallas previamente establecidas en un modelo de instalación eléctrica subterránea.

Keywords

Underground electrical installations; power cables; terminal failures, thermographic images; digital imaging process.

Abstract

The installation of power cables must be considered a series of factors to ensure good performance in its operation and thus significantly improve the reliability of the system where it is located. During the installation, the use of specific accessories for connection to aerial systems or for connection of equipment is involved, such accessories are known as terminals and splices. According to the statistics, these accessories present 90% of the failures due to problems during their installation or its life, so it is necessary to carry out scheduled studies or monitoring of the operation of electrical installations in order to reduce risks and prevent installation failures. In the present work, an incipient fault detection method is presented, which is based on the analysis of thermographic images of the accessories (splices and terminals) of medium voltage in operation. The objective is to identify the area of a terminal in which there is an incipient failure due to partial discharges, which cannot be observed with a simple thermographic image, but rather requires a digital analysis and processing of the thermographic image in order to identify the point of failure where with digital image processing it is possible to extract information that is not perceived by the naked eye in an image obtained with a thermal imaging camera. The results obtained in the laboratory of faults previously established in an underground electrical installation model are presented.

Introducción

Un cable de potencia cumple la función de transportar energía eléctrica en media tensión o alta tensión, en instalaciones eléctrica subterránea, este tipo de instalaciones para llevarse a cabo se hace por medio de empalmes, que sirven para hacer secciones longitudinales mas largas cuando el tramo de la sección del cable no alcanza a cubrir la longitud total y de terminales las cuales son accesorios para hacer la transición aérea a la subterránea, en donde de acuerdo a las estadísticas de falla de este tipo de instalaciones eléctricas se presentan principalmente en los empalmes y las terminales; debido a que son elementos externos a la fabricación del cable. En la figura 1 se muestra los porcentajes de falla en una instalación eléctrica subterránea.

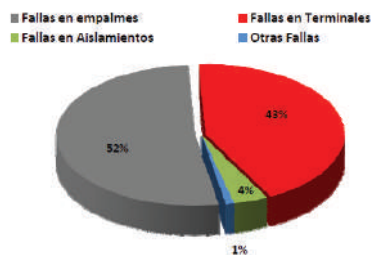


Figura 1 Porcentajes de falla en una instalación eléctrica subterránea.

De acuerdo a la figura 1, el mayor porcentaje se presenta en los empalmes que se instalan en los cables de media y alta tensión con un 52 %, seguido de las terminales con un 43%, esto debido principalmente a que son elementos externos a la instalación y muchas de las veces no se tienen en cuenta los requerimientos necesarios para su instalación. En algunos casos, estas acciones han tenido consecuencias desastrosas ejemplo de ello son los incendios ocurridos en el centro histórico de la Ciudad de México debido a fallas en instalaciones eléctricas subterráneas, otro caso documentado es la anomalía en la terminal de la fase B, dentro del gabinete de los transformadores de medición en un edificio de un conocido banco en la ciudad de Querétaro, México, es necesario mencionar que tal anomalía no causó salida de línea porque gracias a una oportuna inspección visual se detectó la ruptura del cuerpo de la terminal. Sin embargo, sí fue necesario programar la posterior interrupción del suministro eléctrico para realizar el reemplazo de la terminal dañada. La figura 2 muestra la ruptura del cuerpo de la terminal. En el análisis de la falla se hallaron defectos de corte de la capa semiconductora, los cuales causaron una grieta que se extendió por la fuerza de contracción de la terminal. Además, esta preparación carece de un componente que el fabricante proporciona junto con la terminal que es la masilla graduadora de campo eléctrico [1],[2].



Figura 2. Ruptura de la cubierta de la terminal antes de una falla catastrófica.

Debido a estas características de las instalaciones muchas de las veces se hacen inspecciones periódicas para verificar el estado en que se encuentra la instalación siendo la mayoría de las veces visuales y en algunos casos se emplea la técnica de la inspección visual por medio de la técnica de la termografía infrarroja.

La termografía infrarroja es una técnica que permite medir temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto físico con el objeto a estudiar, mediante la captación de la intensidad de radiación infrarroja que emiten los cuerpos. Utilizando cámaras termográficas podemos convertir la energía radiada, invisible al ojo humano, en una imagen visible formada a partir de la temperatura superficial de los objetos captados por la cámara. Las cámaras termográficas actúan como un escáner termográfico sobre un objeto. La imagen captada por la cámara muestra en cada uno de sus puntos información de la temperatura del objeto. La cámara termográfica puede medir tanto un punto concreto como darnos una visión de la temperatura en diferentes zonas de un área determinada. Es decir, las cámaras termográficas basadas en infrarrojos nos permiten no sólo medir un punto sino la temperatura de todos los puntos captados por la imagen. De acuerdo con la tecnología actual de las cámaras termográficas muchas de las veces no es posible realizar y conocer directamente la zona directa de falla a menos que la diferencia de temperatura sea muy marcada, lo que para fines de inspección resulta impráctico, debido a que para poder detectar la falla tendría que ser muy alta y cuando se pudiera detectar esto sería demasiado tarde ya que la falla sería muy evidente [3],[4].

En el presente trabajo analizaremos los mecanismos de falla que se presentan en las instalaciones eléctricas subterráneas y la metodología de detección de falla por medio de la técnica termografía infrarroja y el proceso de digitalización de la imagen para detectar el punto de falla, para lo cual se hace necesario el conocimiento de los diferentes componentes de la una instalación eléctrica de media tensión y los mecanismos de falla involucrados y a partir de este conocimiento se propone la metodología para el empleo del análisis digital de imágenes a partir de termografía infrarroja.

Cable de energía subterráneo

Los cables de energía subterráneos para media y alta tensión son fabricados con diferentes componentes dieléctricos de tal manera que esta combinación puede ser un punto de falla, a continuación, en la figura 3, se presenta un esquema de los diferentes elementos que forman un cable típico para instalaciones eléctricas subterráneas.

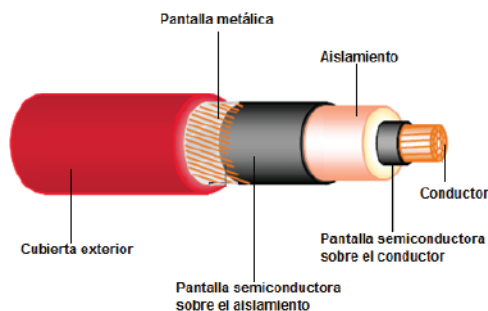


Figura 3. Esquema de un cable de energía subterráneo y sus componentes principales [5].

Cada uno de estos se describen a continuación de acuerdo a la operación dentro del sistema dieléctrico.

1. *Conductor*.- Elemento que transporta la corriente del sistema y se encuentra al nivel de tensión de operación del cable, este puede ser de Cu o Al.
2. *Pantalla semiconductora sobre el conductor*.- Como transición entre el conductor y el aislamiento, con esta se cubren los intersticios presentes entre cada uno de los hilos externos que conforman al conductor, para evitar concentraciones de esfuerzos de campo eléctrico sobre el aislamiento, al presentar una superficie equipotencial uniforme.
3. *Aislamiento*.- Barrera dieléctrica entre el conductor y el punto de tierra más próximo; los dieléctricos más usados son el Etileno Polipropileno (EP) y el Polietileno de cadena cruzada (XLP), siendo este último el más usado por la industria eléctrica por su resistencia a las descargas parciales.
4. *Pantalla semiconductora sobre aislamiento*.- Esta tiene la función de uniformizar el campo eléctrico presente sobre el aislamiento y confinarlo en el interior del cable y su propósito específico es evitar que entre la pantalla metálica y el aislamiento quede una capa de aire ionizable con zonas de alta concentración de campo eléctrico alrededor del aislamiento.
5. *Pantalla metálica*.- Puede estar constituida por alambres o cintas ya sea de Cu o Al, siendo su función principal el proporcionar la seguridad en la instalación al estar conectada a un punto de tierra, ya que esta conduce la corriente de falla a tierra y proporciona protección a los operarios contra choque eléctrico.
6. *Cubierta exterior*.- Es la protección externa del cable contra elementos ambientales y daños mecánicos y esta construida con Cloruro de Polivinilo (PVC).

Accesorios para cables de energía subterráneos

Terminales

Las terminales son un accesorio que sirve para hacer la transición de una línea aérea a la línea subterránea; para poder llevar a cabo esta transición es necesario remover completamente las pantallas sobre el conductor y sobre el aislamiento y sustituir éstas por un sistema graduador de los esfuerzos eléctricos que se presentan con el fin de evitar concentraciones de campo que puedan dañar el material aislante y provocar una falla del sistema. Este al ser un sistema dieléctrico ajeno al cable representa un punto de falla muy importante en la instalación cuando no se realiza de manera adecuada.

Empalmes

El empalme es unión de dos secciones de cable entre sí y se puede visualizar mejor como dos terminales conectadas entre sí, además de la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen el cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de una misma cubierta. La diferencia más importante, desde un punto de vista teórico, entre los empalmes y las terminales es que los empalmes son más casi extensiones del cable. El empalme simplemente sustituye todos los componentes que se colocaron de fábrica en un cable por componentes de campo.

Ambos extremos del cable se preparan de la misma manera. En cada extremo del empalme donde se ha desprovisto del componente de blindaje del cable, se requiere un alivio de esfuerzos eléctricos tal como estaba en la estructura original del cable. La confiabilidad de un empalme para cables con aislamiento extruido depende de varios factores, entre los que destacan: la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación.

Mecanismo de falla en dieléctricos sólidos

Existen diversos mecanismos de falla en dieléctricos sólidos y estos tienen que ver principalmente con la velocidad del incremento de la tensión aplicada, la duración de aplicación de estas y las condiciones ambientales. En el caso de las instalaciones eléctricas subterráneas de media y alta tensión la principal causa de falla es la debida a las descargas parciales que se presentan debida a la concentración del campo eléctrico en puntos específicos de los accesorios. A continuación se describe este mecanismo de falla y sus efectos en el dieléctrico.

Descargas parciales e incremento de temperatura

Este tipo de rompimiento se presenta cuando existe diferentes materiales los cuales están expuesto a un mismo nivel de tensión; esto hace que se presenten concentraciones de campo eléctrico en el material con el valor de permitividad mas bajo. Si uno de los materiales es un gas o un líquido, entonces la tensión de ruptura medido será influenciado más por el medio débil o con permitividad mas baja, esto se muestra en la figura 4, en una configuración esfera-plano quedando un espacio que provoca descargas superficiales en los brodes del electrodo [6-8].

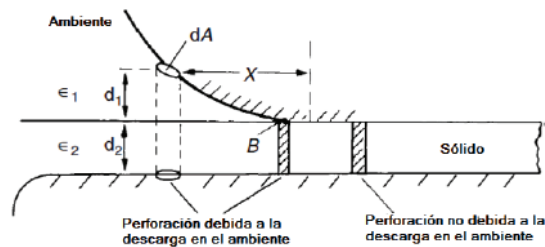


Figura 4. Rompimiento superficial en una configuración esfera-plano [6].

Si consideramos un volumen cilíndrico diferencial con área dA abarcando los electrodos a distancia x como muestra la figura 4, entonces al aplicar una tensión V entre los electrodos, aparece una fracción V_1 del tensión a través del ambiente dada por la ecuación 1[9-11].

$$V_1 = \frac{V d_1}{d_1 + \left(\frac{\epsilon_1}{\epsilon_2}\right) d_2} \quad (1)$$

Donde, d_1 y d_2 representan los espesores de cada uno de los dieléctricos y ϵ_1 y ϵ_2 sus permitividades respectivas. El esfuerzo en la parte gaseosa excederá la del sólido por la relación de permitividades o $E_1 = \epsilon_r E_2$. Para el caso mostrado en la figura 4 el esfuerzo en la parte gaseosa se incrementa a medida que la distancia al electrodo x disminuye, y alcanza muy altos valores a medida que d_1 se hace muy pequeño (punto B). Esto produce una generación de calor debido a corrientes de polarización y descargas superficiales e internas, lo que nos lleva al análisis del rompimiento térmico.

Rompimiento térmico

Cuando un aislante está sometido a esfuerzo debido a las corrientes de conducción y pérdidas dieléctricas por polarización, dentro del dieléctrico se genera calor continuamente, dicho calor se transfiere a través del aislante y también una parte es radiada hacia las superficies. En general, la conductividad (σ) incrementa con la temperatura, las condiciones de inestabilidad se alcanzan cuando la razón de calentamiento excede la razón de enfriamiento y entonces la muestra puede sufrir rompimiento térmico.

Existen dos casos para el cálculo del rompimiento térmico. El primero asume un rápido aumento de calor, así que las pérdidas de calor hacia alrededores del material dieléctrico pueden ser despreciadas y todo el calor generado es usado en la elevación de la temperatura del sólido. Uno supone que surge una condición crítica y se pierden las propiedades del aislante cuando en algún punto en el dieléctrico la temperatura excede una temperatura crítica T_c . La ecuación para el cálculo de la situación crítica térmica es la siguiente [7].

$$E_c = \sqrt{\frac{3C_v k T_0^2}{\sigma_0 u T_c}} \exp\left(\frac{u}{2kT_0}\right) \quad (2)$$

Donde, C_v es la capacidad térmica del dieléctrico, T_c es la temperatura crítica, T_0 es la temperatura ambiente, σ_0 es la conductividad eléctrica a temperatura ambiente, k es la constante de conductividad térmica del dieléctrico, A y u son constantes empíricas dependientes del material.

Otro caso dentro de este tipo de rompimiento se refiere a la tensión térmica mínima, es decir, la menor tensión eléctrica para rompimiento térmico. Para este caso suponemos una placa dieléctrica, que está limitada a temperatura ambiente en sus superficies usando electrodos suficientemente grandes.

Al aplicar la tensión eléctrica, después de cierto tiempo, se establecerá una distribución de la temperatura dentro del dieléctrico, con la temperatura más alta en el centro (T_1) que en la superficie, la cual permanecerá a temperatura ambiente. Al aumentar el nivel de tensión a un nuevo valor más alto, se establecerá un equilibrio a una temperatura central más alta (T_2). Si se continúa el proceso, se producirá un rompimiento térmico como se muestra en la figura 5.

La ecuación para el cálculo de la tensión crítica de la ruptura térmica, donde T_c es la temperatura crítica a la cual el material se descompone y para el cálculo se asume que T_c corresponde al centro de la muestra, se da a continuación

$$V_c^2 = 8 \frac{k}{\sigma_0} \left[\int_{T_0}^{T_c} \exp\left(\frac{u}{kT}\right) dT \right] \quad (3)$$

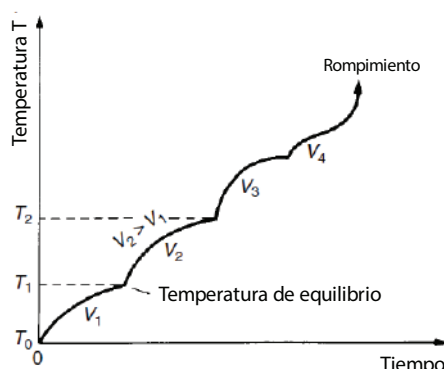


Figura 5. Rompimiento térmico en un material dieléctrico [6].

En tensiones de corriente alterna las pérdidas son mucho más grandes que en corriente directa. En consecuencia, el esfuerzo de rompimiento térmico es generalmente menor para corriente alterna y disminuye con el incremento de la frecuencia de la fuente de tensión. El rompimiento térmico es un mecanismo bien establecido, por lo tanto la magnitud del producto $\epsilon \tan \delta$ el

cual representa las pérdidas es un parámetro muy esencial para la aplicación de materiales aislantes. Al aplicar una tensión alterna, las pérdidas de potencia real (P_{ac}) un volumen V de dieléctrico en un campo uniforme E viene dada por la siguiente ecuación [7],[8].

$$P_{ac} = \varepsilon_0 \omega E^2 V \varepsilon_r \tan \delta \quad (4)$$

El término $\varepsilon_r \tan \delta$, es definido como “índice de pérdidas”, dependiendo de la temperatura del dieléctrico, la frecuencia de alimentación y magnitud de la tensión aplicada. Para estimar la cantidad de energía producida, también se debe tener en cuenta la duración de aplicación de la tensión.

Evaluación termográfica infrarroja

Actualmente existen tecnologías desarrolladas con ciertos objetivos, a los cuales podemos sumar algún otro con algo de creatividad. Tal es el caso de las cámaras termográficas, cuyo propósito principal es el de medición de temperatura. Mezclando varias tecnologías es posible llegar a resultados más concluyentes en lo que respecta a un diagnóstico en particular. Para la finalidad buscada en este trabajo, la herramienta adicional será el procesamiento digital de imágenes y con ello llevará a cabo el cambio de aspecto de imágenes termográficas.

La fuente primaria de la radiación infrarroja es el calor o radiación térmica. Cualquier objeto que tenga una temperatura superior al cero absoluto irradia ondas en la banda infrarroja. Incluso los objetos que consideramos muy fríos emiten en el infrarrojo. Cuando un objeto no es suficientemente caliente para irradiar ondas en el espectro visible, emite la mayoría de su energía como ondas infrarrojas. Mientras más caliente se encuentre un objeto, mayor será la radiación infrarroja emitida [12].

Procesamiento digital de imágenes

El procesamiento de imágenes tiene como objetivo mejorar el aspecto de las imágenes o hacer más evidentes en ellas ciertos detalles que se desean hacer notar. La imagen puede haber sido generada de muchas maneras, por ejemplo, fotográficamente, o electrónicamente. El procesamiento de las imágenes se puede en general hacer por medio de métodos ópticos, o bien por medio de métodos digitales, en una computadora.

A grandes rasgos, el teorema de Fourier afirma que una gráfica o función, cualquiera que sea su forma, se puede representar con alta precisión dentro de un intervalo dado, mediante la suma de una gran cantidad de funciones senoidales, con diferentes frecuencias. Dicho de otro modo, cualquier función, sea o no sea periódica, se puede representar por una superposición de funciones periódicas con diferentes frecuencias.

La variación de la irradiancia o brillantez de una imagen, medida a lo largo de una dirección cualquiera es entonces una función que se puede representar mediante el teorema de Fourier, con una suma de distribuciones senoidales de varias frecuencias. Aquí es posible afirmar que atenuar o reforzar individualmente algunas de estas componentes senoidales puede tener un efecto dramático en la calidad de una imagen. Este es el fundamento del procesamiento de imágenes, tanto por medios ópticos como digitales [13],[14].

El procesamiento digital de imágenes se efectúa dividiendo la imagen en un arreglo rectangular de elementos. Cada elemento de la imagen así dividida se conoce con el nombre de pixel. El siguiente paso es asignar un valor numérico a la luminosidad promedio de cada pixel. Así, los valores de la luminosidad de cada pixel, con sus coordenadas que indican su posición, definen completamente la imagen. Todos estos números se almacenan en la memoria de una computadora [15],[16].

El tercer paso es alterar los valores de la luminosidad de los pixeles, a fin de hacer que resalten los detalles de la imagen que sean convenientes. En la figura 6, se presenta el diagrama de flujo del proceso de digitalización de la imagen termográfica.



Figura 6. Proceso de digitalización de la imagen termográfica.

Aunque en algunos artículos publicados [17] ya ha sido tratado el tema de procesamiento digital de imágenes para detección de fallas en terminales de media tensión, el resultado final planteado en este trabajo es distinto. Aquí se pretende resaltar el punto de falla en una terminal de media tensión manteniendo visible el cuerpo de la terminal, para poder indentificar plenamente el punto de falla.

Materiales y metodología

Implementación en laboratorio

El sistema de prueba consiste en el conjunto de elementos que simulan en laboratorio un circuito de media tensión, cuya operación es similar a la de una transición aéreo-subterráneo. En los extremos de un cable de energía están colocadas dos terminales de silicón de la marca Elastimold, modelo PCT1, una de las cuales está en buenas condiciones mientras que la opuesta tiene un defecto causado intencionalmente (figura 7), de ésta manera se pretende caracterizar el patrón de falla para comparar y distinguir el comportamiento de ambos casos. Se empleó un cable de media tensión de 15 kV, conductor de Al, calibre 1/0 AWG cuerda compacta, aislamiento de XLP, 100% nivel de aislamiento. Los extremos del cable son conectados a través de un conductor para formar un circuito cerrado para la circulación de corriente.

Las terminales y el cable están diseñados para funcionar con una tensión máxima de 15 kV, si se exceden los valores nominales de operación habrá daño en los componentes del sistema provocado por valores excesivos.

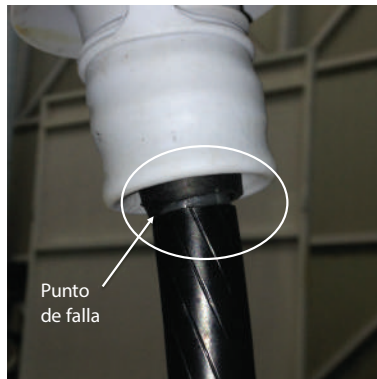


Figura 7. Terminal de 15 kV con defecto en la instalación.

La alimentación eléctrica del circuito se lleva a cabo de la siguiente manera: Se aplicó una tensión de 15 kV al conductor del cable mediante un transformador de potencial, éste es a su vez alimentado en su lado de baja tensión por una fuente variable de 0-110 V de tensión monofásica. Simultáneamente, al cable se le aplica una intensidad de corriente de 60 A con la ayuda de un transformador de corriente del tipo toroidal, mismo que se alimenta en sus terminales con una fuente de corriente variable 0-110 V, aplicando el valor de corriente nominal al cable. Se obtiene así la operación idéntica a la de una instalación eléctrica en campo, al presentar la tensión de operación y la corriente de carga del sistema. El esquema del circuito de prueba es representado en la figura 8 indicando la posición de cada componente.

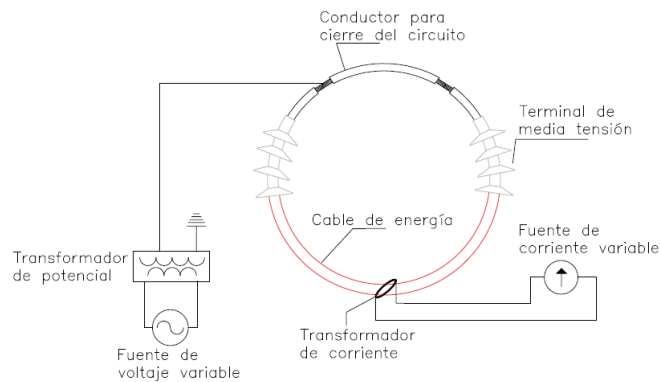


Figura 8. Esquema del sistema de prueba.

Para monitorear el comportamiento del cable y la presencia de las descargas parciales, se colocaron sensores del tipo inductivo bajo el cuerpo de la terminal en cada extremo de la instalación, esto permite detectar la actividad de las descargas en la terminal con falla y en la terminal sin falla. En la figura 9 se muestra la colocación del sensor en la terminal con falla, siendo similar a la colocación en el extremo sin falla.



Figura 9. Colocación del sensor en el cuerpo de la terminal con falla.

Para la adquisición de la información obtenida con el sensor, éste es conectado a un osciloscopio (Fluke 190-102) mediante un cable coaxial. Las gráficas obtenidas con el osciloscopio se muestran en la figura 10.

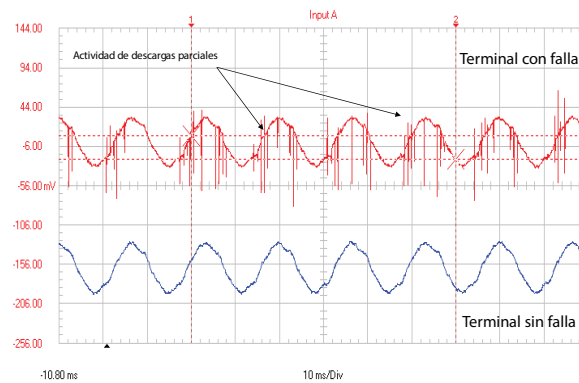


Figura 10. Comportamiento de las terminales con defecto y sin defecto en la instalación.

En donde se observa al actividad de las descargas en la terminal con falla y en el extremo contrario no se observa las descargas parciales. Esta diferencia nos da el patrón en el método eléctrico para distinguir el buen o mal estado de una terminal de media tensión.

Detección por Termografía Infrarroja y digitalización de la imagen

Se dejó el circuito operando en las condiciones de la sección 2.1 por cierto tiempo con el objetivo de que estabilizara el sistema y posteriormente se tomaron fotografías con cámara termografica FLUKE Ti480, en donde la imagen infrarroja de cada una de las terminales es de manera similar.

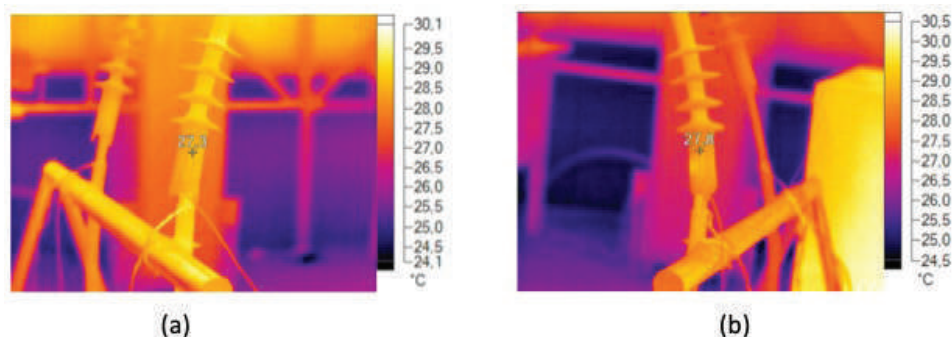


Figura 11. Imágenes termográficas infrarrojas de las terminales del circuito de prueba. a) terminal sin falla; b) terminal con falla.

De la figura 11 se observa que la imagen térmica infrarroja obtenida de ambas terminales, no se pudo distinguir el comportamiento de la terminal con falla a pesar de que esta presenta actividad de descargas parciales, por lo que esta simple evaluación no puede ser implementada directamente a la detección de fallas en una instalación eléctrica de este tipo.

Ya que la termografía consiste en la captación de radiación infrarroja, con el algoritmo se pretende aislar el rojo en distintos tonos pasando por varias etapas, en donde el procedimiento desarrollado es el siguiente:

1. Se lleva a cabo la lectura y almacenamiento de la imagen obtenida con la cámara termográfica.
2. La imagen se convierte a escala de grises.
3. La imagen es separada en sus bandas RGB. La banda roja es de principal interés para este trabajo puesto que el infrarrojo es, dentro del espectro electromagnético, el intervalo de medición de temperatura por medios termográficos. El hecho de trabajar con la banda roja en escala de grises nos permitirá más fácilmente establecer niveles de tonalidades posteriormente. El procesamiento consiste en identificar niveles de rojo de acuerdo a una temperatura de interés.
4. Se busca determinar automáticamente las zonas predominantemente rojas, es decir, las zonas “más brillantes” en la escala de grises de la banda roja.
5. Por medio de la función de corrección *gamma* se aumenta la luminosidad de la imagen obtenida en el paso anterior para resaltar las zonas rojas. Aquí se selecciona con el puntero del mouse el punto de sospecha de falla.
6. Se binariza la imagen, las zonas con un nivel elegido de rojo quedan en blanco y lo que se encuentre debajo de tal nivel queda en negro.
7. Por último, se resalta el color rojo en la zona elegida previamente con el puntero. Esto se logra asignando un valor de cero a los píxeles de las bandas verde y azul.

La figura 12 ilustra gráficamente los pasos seguidos para obtener el resultado buscado

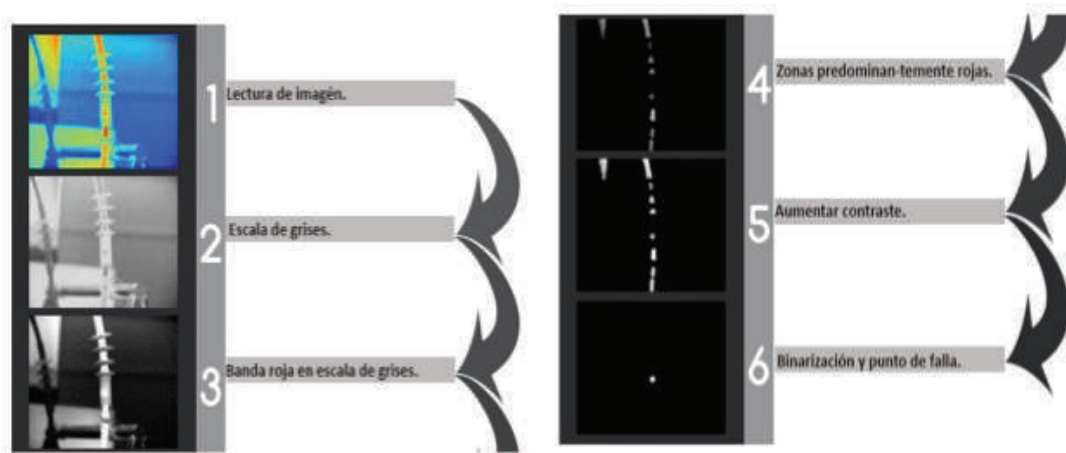


Figura 12. Proceso de digitalización de la imagen termográfica.

Resultados

La combinación de la termografía y el procesamiento digital de imágenes brinda la ventaja de que además de ser un método no intrusivo de detección de falla, abarca una mayor superficie para la realización del análisis en el que se persigue conocer si se presenta una concentración de calor que indique alguna irregularidad en la operación de la terminal debido a una falla incipiente, provocada por la actividad eléctrica de las descargas parciales.

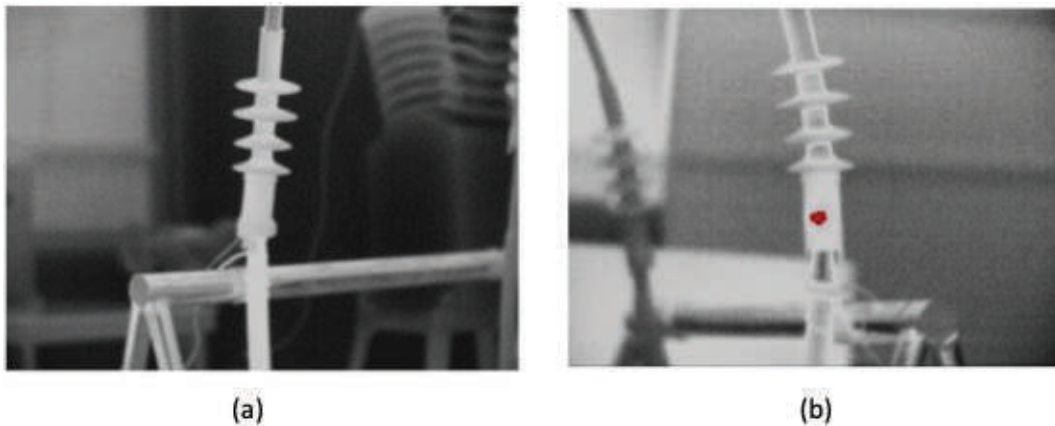


Figura 13. Procesamiento digital de las imágenes térmicas infrarrojas. (a) Terminal sin falla. (b) Terminal con falla.

La figura 13 muestra los resultados de la imagen procesada de la configuración experimental. Se puede ver claramente que la región del punto de falla (figura 13b) puede ser identificada con éxito en comparación de la figura de la terminal sin falla (figura 13a), en donde no se aprecia ninguna variación en la textura y color.

En el análisis termográfico se requiere experiencia en la caracterización de este tipo de fallas, es decir, una vez que se sabe cómo se presenta una concentración de calor debida a descargas parciales, será más sencillo discernir para otro caso si lo observado es consecuencia de una falla en el sistema aislante. Es necesario que no interfieran otras fuentes reflejantes de luz ya que ello puede causar variación en los efectos térmicos causados por las descargas parciales. A pesar de esto, se puede lograr una medición precisa de la temperatura sin contacto con una buena calibración de la cámara termográfica.

Conclusiones y/o recomendaciones

El procesamiento propuesto en este trabajo cumplió con el objetivo primordial: desarrollar mejoras dirigidas a la localización de descargas parciales en terminales para cables de energía por medio del procesamiento digital de imágenes. Para ello se llevó a cabo la implementación de herramientas teóricas, experimentales y computacionales que condujeron a la caracterización de fallas eléctricas de manera indirecta, es decir, sin medición de parámetros eléctricos, sino con la medición de temperatura. Un punto importante a recalcar es que los resultados obtenidos presentan mejoras respecto a trabajos publicados [17].

Las nuevas tecnologías en terminales para cables de energía se han enfocado en una instalación sencilla, motivo por el cual los instaladores pueden llegar a abusar de la autoconfianza para la instalación de dichos componentes, la cual no permite error alguno (como suciedad o malos cortes). Incluso, hay ocasiones en que se han encontrado materiales inadecuados en las

terminales los cuales causan problemas que inicialmente son prácticamente imperceptibles pero que al paso del tiempo desencadenan fenómenos tales como erosión y arborescencias en aislamientos con fallas catastróficas.

Siempre es necesaria la experiencia, ya que todo resultado requiere siempre de la interpretación de alguien con experiencia. Se habla de sospecha de falla porque ya se debe tener una idea de cómo puede fallar una terminal, es decir, al tener conocimiento de los efectos de campo eléctrico es posible inferir dónde puede existir un defecto y/o posible punto de falla.

La presente propuesta proporciona una técnica adecuada y segura orientada a la anticipada detección de fallas, además, ya que la medición necesaria no requiere contacto con las instalaciones, se puede llevar a cabo en sitio sin interrupción de la energía.

Referencias

- [1] G. J. Paoletti and G. Herman, "Monitoring of electrical equipment failure indicators and zero-planned outages: Past, present and future maintenance practices," 2015 61st IEEE Pulp and Paper Industry Conference (PPIC), 2015, pp. 1-10, doi: 10.1109/PPIC.2015.7165712.
- [2] E. Gulski et al., "On-site testing and PD diagnosis of high voltage power cables," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 15, no. 6, pp. 1691-1700, December 2008, doi: 10.1109/TDEI.2008.4712673.
- [3] P Levesque, P Brémond, J L Lasserre, A Paupert, D L Balageas, Performance of FPA IR cameras and their improvement by time, space and frequency data processing. Part I – Intrinsic characterization of the thermographic system', *QIRT Journal*, Vol. 2, No 1, pp 97-112, 2005.
- [4] G M Carlomagno, P G Berardi, 'Unsteady thermography in non destructive testing', Proceedings 3rd Biannual Information Exchange, St Louis, USA, pp 33-39, 1976.
- [5] Condumex Cables, Manual técnico de cables de energía, 4ta ed. México: Grupo Condumex, 2006.
- [6] J. Kuffel, & P. Kuffel, High voltage engineering fundamentals. Newnes. 2000.
- [7] R. Arora, & W. Mosch, High voltage and electrical insulation engineering, John Wiley & Sons. 2006.
- [8] G.G. Raju, Dielectrics in electric fields, CRC press, (2016)
- [9] R. Bartnikas, "Detection of partial discharges (Corona) in electrical apparatus," in *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 25, no. 1, pp. 111-124, Feb. 1990, doi: 10.1109/14.45238.
- [10] A. Cavallini, G. C. Montanari and M. Tozzi, "PD apparent charge estimation and calibration: A critical review," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 17, no. 1, pp. 198-205, February 2010, doi: 10.1109/TDEI.2010.5412018.
- [11] Lemke, E., Berlijn, S., Gulski, E., Muhr, H. M., Pultrum, E., Strehl, T., Hauschild, W., Rickmann, J., & Rizzi, G. (2008). Guide for Electrical Partial Discharge Measurements in compliance to IEC 60270. *Electra* 241, 60-68.
- [12] Young, Ian & Gerbrands, Jan & Van Vliet, Lucas & Bibliotheek, Cip-data & Haag, Den & Theodore, Young & Jacob, Gerbrands & Vliet, Van & Jozef, Lucas. Fundamentals Of Image Processing, 2004.
- [13] R.C.Gonzalez, R.E.Woods, S.L.Eddins, Digital Image Processing Using MATLAB, chap.11, Pearson Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ, 2009.
- [14] L. Vincent, "Morphological grayscale reconstruction in image analysis: applications and efficient algorithms," in *IEEE Transactions on Image Processing*, vol. 2, no. 2, pp. 176-201, April 1993, doi: 10.1109/83.217222.
- [15] Bozek J., Mustra M., Delac K., Grgic M. (2009) A Survey of Image Processing Algorithms in Digital Mammography. In: Grgic M., Delac K., Ghanbari M. (eds) Recent Advances in Multimedia Signal Processing and Communications. Studies in Computational Intelligence, vol 231. Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-02900-4_24.
- [16] Thierry Pun, A new method for grey-level picture thresholding using the entropy of the histogram, *Signal Processing*, Volume 2, Issue 3, 1980, Pages 223-237, ISSN 0165-1684, [https://doi.org/10.1016/0165-1684\(80\)90020-1](https://doi.org/10.1016/0165-1684(80)90020-1).
- [17] A. Gonzalez-Parada, R. Guzman-Cabrera, M. Torres-Cisneros, & J. Guzman-Sepulveda, J. R. Comparative Analysis of Thermography Studies and Electrical Measurement of Partial Discharges in Underground Power Cables. *International Journal of Thermophysics*, 36(9), 2356-2369. 2015

Inspección inteligente de líneas de alta tensión con drones

Intelligent Inspection of Power Lines with Drones

Javier A. Meza-Mora¹, Adolfo Gómez-Astúa², Alejandro Prado-Mora³

Meza-Mora, J.A; Gómez-Astúa, A; Prado-Mora, A. Inspección inteligente de líneas de alta tensión con drones. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 62-69.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6014>

- 1 GEOINN Geospatial Innovations S.A , Departamento de Robótica y UAV , Programa de Servicios Externos. Correo electrónico: javier.meza@geoinn.com
- 2 GEOINN Geospatial Innovations S.A , Departamento de Robótica y UAV , Programa de Servicios Externos. Correo electrónico: adolfo.gomez@geoinn.com
- 3 GEOINN Geospatial Innovations S.A , Departamento de Robótica y UAV , Programa de Servicios Externos. Correo electrónico: alejandro.prado@geoinn.com



Palabras clave

Mantenimiento; líneas de transmisión; drones; inspección.

Resumen

Las líneas eléctricas recorren todo tipo de terrenos, incluso algunos no accesibles por tierra, por lo que este mantenimiento se lleva a cabo usando helicópteros y vehículos todo terreno, sin dejar de mencionar un peligro inherente para las personas que en tierra o escalando la infraestructura requieren muchas veces tener riesgosos movimientos que realizar en campo y en la misma infraestructura, lo que lo hace costoso, lento e ineficiente considerando que las líneas eléctricas se tienden por miles de kilómetros. El mantenimiento en líneas eléctricas de transmisión es un trabajo necesario para brindar un servicio de calidad, actualmente presenta ciertas limitaciones ya que es un trabajo riesgoso. Utilizando cámaras termográficas, lentes de zoom óptico, aeronaves no tripuladas podemos obtener la información necesaria sin necesidad de cortar la electricidad.

Keywords

Drone; power lines; electricity; transmission.

Abstract

Aerial inspection services for power line by drone, suitable for operations at low altitude, low speed and low moderate wind conditions, equipped with photography and filming equipment high resolution color for specific spans in transmission lines of the scope.

Introducción

GEOINN Geospatial Innovations ha puesto en marcha el servicio de inspección aérea para líneas de transmisión mediante Drones o Sistema de Aeronaves Pilotadas a Distancia (RPAS). Con el objetivo de incrementar la eficiencia en las labores de mantenimiento y alcanzar una mayor confiabilidad en el sistema de transmisión, GEOINN se encuentra brindando el servicio de inspección torre por torre con la línea energizada, y trabaja en la mejora continua de estos servicios para incrementar la usabilidad, así como la eficiencia del proceso y de la utilización misma de los datos en procesos inteligentes dentro de las mismas organizaciones.

Aspectos generales que se toman en cuenta:

- La condición de las cadenas de aisladores.
- La condición de los conductores, separadores, amortiguadores, cuellos y conexiones terminales.
- La condición del cable de guarda, incluyendo todos sus elementos en el punto de anclaje a la torre.

Este tipo de inspección consiste en hacer una evaluación minuciosa en toda la línea y sus elementos. En cada estructura se observa el estado del cable conductor, los aisladores, los herrajes y el cable de guarda. El conductor y el cable de guarda son observados a lo largo de cada vano, toda esta información es recopilada, y sistematizada por cada uno de los sistemas y georreferenciada, ahora se entrena manualmente el análisis y determinación de elementos que requieran mantenimiento o el seguimiento posterior por desgaste u otro fenómeno, pero

se trabaja en crear sistemas más autónomos para la identificación, selección y análisis de los diversos elementos que son de atención para los sistemas de mantenimiento y prevención de incidentes.

Objetivos

General: Inspeccionar las áreas de interés para las líneas de transmisión mediante drone (apto para operaciones a baja altura, baja velocidad y bajo condiciones de viento moderado) dotado de los equipos de fotografía y filmación de alta resolución a color y con cámara térmica, para vanos específicos en las líneas de transmisión del alcance.

Específicos: Los servicios de inspección con el drone cubrirán por completo los conductores y los hilos de guarda, con sus respectivos anclajes y aisladores. Así como la sistematización de la información y el análisis de los datos para las respectivas sugerencias.

Equipos Utilizados: DJI M300 RTK: Drone: DJI Matrice 300

Hasta 55 minutos de vuelo

Distancia máxima 15 kilómetros

Nuevo sistema de detección y posicionamiento de 6 sensores

Pantalla principal de vuelo

Protección al agua y polvo IP45

Baliza anticolidión

Cámara FPV incorporada 960p

Tolerante a climas extremos -20 a 50 grados centígrados

Máxima resistencia a la fuerza del viento de hasta 15 m/s

Baterías intercambiables de inmediato

Inteligencia Artificial (AI)

Sistema inteligente de mantenimiento de la aeronave

Matrice 300 RTK es compatible con la base de precisión DRTK Matrice Series

Compatible con modo de vuelo dual con 2 controles remotos

Cámara con zoom (x200)

Sensor: CMOS 1/2.7", 20 MP

Objetivo DFOV: 66.6-4°

Distancia focal 6.83-119.94 mm (equivalente a 31.7-556.2 mm)

Apertura f/2.8-f/11 (normal), f/1.6-f/11 (escena nocturna)

Enfoque 1 m hasta ∞ (panorámico), 8 m hasta ∞ (zoom)

Modo de enfoque MF/AF-C/AF

Modo de exposición Auto/Manual

Compensación de exposición ± 3.0 (incrementos de 1/3)

Modo de medición: Medición puntual, medición con ponderación central

Bloqueo AE

Velocidad del obturador electrónico 1~1/8000 s

Rango ISO Video: 100-25600 Foto: 100-25600

Resolución de vídeo 3840×2160 a 30 fps, 1920×1080 a 30 fps

Formatos de vídeo MP4

Subtítulos de vídeo Compatible

Tamaño de fotografía 5184×3888

Formatos de fotografía JPEG

Cámara gran angular

Sensor CMOS 1/2.3", 12 MP

Objetivo DFOV: 82.9° Distancia focal: 4.5 mm (equivalente a 24 mm) Apertura: f/2.8 Enfoque: 1 m a ∞

Modo de exposición: Auto

Compensación de exposición ±3.0 (incrementos de 1/3)

Modo de medición Medición puntual, medición con ponderación central

Bloqueo AE: Compatible

Velocidad de obturación: 1~1/8000 s

Rango ISO Video: 100-25600, Foto: 100-25600

Resolución de vídeo 1920×1080 a 30 fps

Formatos de vídeo MP4

Subtítulos de vídeo Compatible

Tamaño de fotografía 4056×3040

Formatos de fotografía JPEG

Serie Zenmuse Cámara térmica (Zenmuse H20T)

Sensor Microbolómetro VOx no refrigerado

Objetivo DFOV: 40.6° Distancia focal: 13.5 mm (equivalente a 58 mm) Apertura: f/1.0 Enfoque: 5m a ∞

Zoom digital 1×2×4×8×

Resolución de vídeo 640×512 a 30 Hz

Formatos de vídeo MP4

Resolución de imagen 640×512

Formato de imagen R-JPEG (16 bits)

Distancia entre píxeles 12 μm

Banda espectral 8-14 μm

Sensibilidad (NETD) ≤ 50 mK a $f/1.0$

Método de medición de la temperatura Medición puntual, medición de área

Rango de escena De -40 a 150 °C (alta ganancia) De -40 a 550 °C (baja ganancia)

Alerta de temperatura Disponible

FFC Auto/Manual

Paleta White hot/Fulgurite/Iron Red/Hot Iron/Medical/Arctic/Rainbow 1/Rainbow 2/Tint/Black Hot

Telémetro láser

Longitud de onda 905 nm

Rango de medición 3-1200 m (a una superficie vertical con un diámetro de ≥ 12 m y una tasa de reflexión de 20 %)

Precisión de medición $\pm (0.2 \text{ m} + D \times 0.15 \%)$ D es la distancia a una superficie vertical

[1] (DJI)

Metodología

Una vez que el equipo de inspección se encuentra en la zona de interés, se procede a buscar áreas sin obstrucción vertical para definir la zona de aterrizaje y despegue. Luego se verifica que existan condiciones atmosféricas favorables antes de desplegar el equipo. Posteriormente se procede a realizar los vuelos y las grabaciones de cada tramo de conductor en los vanos de interés.

Para este tipo de inspecciones, es necesario contar con la presencia de dos operadores para el equipo. De esta forma, uno controla el movimiento del dron mientras que el otro se encarga de la grabación con las cámaras. Los pilotos realizan múltiples vuelos por vano para asegurar la calidad del material filmado.

Revisión del cable de guarda, incluyendo todos sus elementos en el punto de anclaje a la torre

El cable de guarda se encuentra ubicado en la parte más elevada de la torre denominada puntita. Por esta razón el dron se posiciona sobre la torre para obtener material visual de calidad, desde allí se observan con claridad todas las partes o componentes del cable guarda, y se verifica el estado en que se encuentra. Específicamente, se hace la evaluación de los componentes, escaneo térmico y evaluación de posibles daños por descargas atmosféricas.

Estado de los elementos metálicos

Regular: El pin del aislador presenta pérdida del galvanizado, con manchas de oxidación y surgimiento de burbujas.

Malo: Surgimiento de escamas y expansión de la sección en el pin aislador.

Crítico: Cuando el pin del aislador ha experimentado una pérdida sensible del espesor, hasta el deterioro casi completo del elemento.

Criterio para la evaluación de los conductores, herrajes y tornillería

Revisión de las cadenas de Aisladores

Como en el caso de la estructura metálica, para la evaluación visual de las cadenas de aisladores se emplean varias planillas dependiendo del caso particular (cadenas de suspensión sencilla y dobles y cadenas de amarre sencillas y dobles). Esta inspección consiste en observar, y tomar fotos aéreas desde ángulos donde se puedan apreciar los componentes de dichas cadenas, y verificar la condición del material aislante (porcelana o vidrio). Se verifica si están rotos o arqueados. También se verifica la presencia de corrosión en los pines, caperuza y herrajes de sujeción.

Criterio para la evaluación del estado de los aisladores

Las cadenas de aisladores en una línea de transmisión, inciden de forma directa en la operación confiable de un sistema eléctrico de potencia. Ya que deben soportar esfuerzos eléctricos y mecánicos ocasionados por descargas eléctricas, sobre tensiones, cambios bruscos de temperatura, vibraciones, etcétera.

Elementos aislantes

Regular: Cuando se observan sobre el material aislante líneas de fugas estrechas y discontinuas producto de descargas superficiales.

Malo: Cuando se observan sobre el material aislante líneas de fugas estrechas y continuas, producto de descargas superficiales.

Crítico: Existen tres criterios:

Cuando se observan sobre el material aislante líneas de fugas anchas y continuas.

En el caso de aisladores de porcelana, cuando se observa rotura o agrietamiento en la superficie aislante.

En el caso de aisladores de vidrio, cuando se observa carencia de la parte aislante.

Revisión de los conductores, separadores, amortiguadores, cuellos y conexiones terminales

El procedimiento empleado es similar al utilizado para la revisión de la cadena de aisladores; sin embargo, estos requieren la filmación del cable completo para poder identificar anomalías como filamentos sueltos, o daños físicos que perjudiquen las transmisiones.

Se requiere que el servicio se dé en dos etapas:

Etapas 1:

Inspección y levantamiento detallado de información del estado de tramos seleccionados de líneas de transmisión existentes, utilizando drones y cámaras de última tecnología. Incluye: Fotografías georreferenciadas del sitio general, fotografías y videos de extra alta resolución de los diferentes partes que componen el sistema de transmisión: conductores, conjuntos de herrajes, aisladores y otros similares, fotografías termográficas.

Etapas 2:

Estudio detallado con los resultados de la inspección y recomendaciones generales, incluyendo inspección visual integral, de vistas superiores y evaluación del estado de los conductores e hilos de guarda de las líneas de transmisión especificadas. Este estudio deberá contener como mínimo:



- Descripción
- Inspección visual integral
- Inspección de vistas superiores
- Inspección del estado de los conductores y los respectivos hilos de guarda de las líneas de transmisión especificada, específicamente evaluación de componentes, escaneo térmico y evaluación de posibles daños por descargas atmosféricas.

Entregables

- Panel interactivo de resultados mapeados por SIG
- Resultados detallados y clasificados de la hoja de cálculo. Conjunto completo de imágenes georreferenciadas y catalogadas, la proyección a utilizar será CRTM05.
- Informe resumido del proyecto.

El contratista deberá hacer la entrega de los datos en formato digital. Deberá entregarse la información organizada por tramo de línea en carpetas. Deberá entregarse dos juegos de la información levantada.

Además, deberá entregar el estudio detallado con los resultados de la inspección y recomendaciones generales. El estudio debe contener como mínimo los siguientes puntos:

Previo a las inspecciones

- Plan preliminar del proyecto
- Visitas de evaluación de trabajo y riesgos
- Alcance detallado de los trabajos
- Cronograma de ejecución
- Currículo de los ingenieros, pilotos y técnicos que trabajarán en el proyecto
- Documentación legal, permisos y licencias requeridas para realizar el servicio en territorio nacional.
- Planes de inspecciones diarias y plan de mitigación de riesgos

Durante las inspecciones

- Equipo mínimo en sitio: ingeniero especializado en líneas de transmisión, piloto de dron y auxiliar técnico
- Drones y cámaras de última tecnología, adecuados para estudios en líneas de transmisión en operación.
- Proceso integral de recopilación de imágenes (E/S HD de extra alta resolución e Infrarrojos para escaneo térmico (IR))
- Acceso a software especializado para que el seguimiento y control del proceso de inspección en tiempo real

Posterior a las inspecciones

- Análisis exhaustivo realizado por ingenieros de vasta experiencia en la industria

- Análisis de fotografías termográficas para identificar anomalías en conductores hilos de guarda
- Identificación de problemas de confiabilidad

Resultados y discusión

A lo largo de nuestras inspecciones comprobamos que no solo es más seguro, al no tener que escalar la torre, también requiere menos tiempo que con cualquier otro método, sin dejar de lado la gran ventaja que nos brindan los drones con su versatilidad, ya que permiten inspeccionar líneas de difícil acceso, poder acercarnos sin alterar la estabilidad del cable ni cortando la energía eléctrica. También las nuevas funcionalidades brindan la oportunidad de en ciertos segmentos realizar algunas de las operaciones de toma semiautomáticas, lo que agiliza aún más el trabajo y permite que elementos de infraestructura que pueda ser crítico estas monitoreando sean realizados de manera más periódica, además la integración de otros sensores como LiDAR de nueva generación para los drones brindan la oportunidad de realizar una segunda labor a la vez que se realiza la principal de inspección.

Conclusiones

Los resultados de nuestros informes contienen información considerada necesaria para el conocimiento del personal, todos los componentes son inspeccionados en tiempo real mientras son filmados para poder tener la opinión del personal de mantenimiento que nos acompaña, todos estos datos son integrados en la bitácora para su futura inspección del material filmado, su comparación en el tiempo, el análisis y toma de decisiones respectiva y concerniente al mantenimiento de la infraestructura, la realización de estas labores de manera periódica es ya una realidad gracias a esta nueva tecnología, y además abre un mundo de posibilidades para poder integrar a estas mismas labores la posibilidad de mas datos y de mejores y mas rápidas decisiones mediante análisis de inteligencia artificial enlazada a sistemas que permitan manejar de manera expedita las respectivas ordenes de trabajo para cada caso.

Referencias

- [1] DJI. "MATRICE 300 RTK." www.dji.com/, 2021, <https://www.dji.com/matrice-300>. Accessed 29 10 2021.
- [2] REVISTA ENERGÉTICA Vol. XXIV, No. 3/2003 Inspección integral de las líneas de transmisión.
- [3] MOUBRAY, John. Reliability Centred Maintenance. Cap. 2-10. United Kingdom. 2000.

Certificación energética de un edificio de oficinas


Energy certification of an office building

Miguel Castro-Fernández¹, Miriam Vilaragut Llanes²,
Aziz Oloroun-Shola Bissiriou³

Castro-Fernández, M; Vilaragut-Llanes, M; Oloroun-Shola Bissiriou, A. Certificación energética de un edificio de oficinas. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 70-82.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6015>

1 CIPEL, Cuba. Correo electrónico: mcastro@electrica.cujae.edu.cu
 <https://orcid.org/0000-0002-3983-469X>

2 CIPEL, Cuba. Correo electrónico: miriamv@electrica.cujae.edu.cu
 <https://orcid.org/0000-0002-5453-1136>

3 Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Cuba



Palabras clave

Certificación energética, ahorro de energía, disminución de gases efecto invernadero.

Resumen

La certificación energética se presenta como una herramienta de gran utilidad al ofrecer información sobre la eficiencia energética, los consumos energéticos asociados y las emisiones de CO₂ que dichos consumos generan, por lo que buscar oportunidades de ahorro de energía eléctrica en edificaciones mediante la certificación energética, se presenta como una oportunidad que en Cuba no ha sido explotada aún. En este trabajo se desarrolla un estudio sobre la aplicación del procedimiento que se aplica en la Comunidad Europea para certificar las edificaciones ya construidas, y se proponen un grupo de medidas de eficiencia energética y el posible uso de Fuentes Renovables de Energía en el edificio bajo estudio, con el objetivo de elevar la certificación inicial otorgada. Para ello se aplica el software CE3X, el cual permite evaluar los indicadores de consumo energético y la cantidad de emisiones de CO₂, asociadas a dicho consumo, que se libera a la atmósfera. Como conclusión se obtiene que el edificio presenta un alto consumo de energía, siendo un elemento fundamental el consumo que tiene en el sistema de climatización. Este problema permitió plantear propuestas detalladas obteniendo como resultado un ahorro de energía anual del 43% y del 52% de las emisiones globales de CO₂. Las medidas propuestas para lograr los anteriores se justifican económicamente por los valores del Valor Actual Neto (VAN) calculado, a partir de una inversión total para satisfacer las mejoras escogidas de 36 300,00 €, estimándose que en 8 años toda la inversión habrá sido recuperada.

Keywords

Energy certification, energy saving, greenhouse gas reduction.

Abstract

Energy certification is presented as a very useful tool by offering information on energy efficiency, associated energy consumption and the CO₂ emissions that such consumption generates, so looking for opportunities to save electricity in buildings through energy certification, It is presented as an opportunity that in Cuba has not yet been exploited. In this work, a study is developed on the application of the procedure applied in the European Community to certify buildings already built, and a group of energy efficiency measures and the possible use of Renewable Energy Sources in the building underneath are proposed. study, with the objective of raising the initial certification granted. For this, the CE3X software is applied, which allows evaluating the energy consumption indicators and the amount of CO₂ emissions, associated with said consumption, which is released into the atmosphere. As a conclusion, it is obtained that the building has a high energy consumption, being a fundamental element the consumption that it has in the air conditioning system. This problem allowed for detailed proposals, resulting in 43% annual energy savings and 52% of global CO₂ emissions. The measures proposed to achieve the above are economically justified by the values of the Net Present Value (NPV) calculated, based on a total investment to satisfy the chosen improvements of € 36,300.00, estimating that in 8 years the entire investment will have been recovered.

Introducción

La eficiencia energética de un edificio se determina calculando o midiendo el consumo de energía necesaria para satisfacer anualmente la demanda energética del edificio en unas condiciones normales de funcionamiento y ocupación, y se expresa de forma cualitativa o cuantitativa mediante indicadores, y calificación, o letras de una escala determinada convencionalmente y que varía de mayor a menor eficiencia, tal y como se muestra en la figura 1.



Figura 1. Etiquetado de una edificación. Fuente: El Certificado Obligatorio de Eficiencia Energética cumple su primer año (2014).

En el presente trabajo se realiza la certificación energética de un edificio de oficinas con el fin de establecer un punto de partida, sobre la base de experiencias internacionales, y buscar oportunidades de ahorro de energía eléctrica en las edificaciones, no sólo por las características de los equipos que se utilizan sino también de la propia edificación. Para lograr lo anterior se plantean diferentes medidas para intentar reducir tanto el gasto de las facturas de electricidad, como las emisiones del edificio y se estudian la viabilidad de estas mejoras en todos los aspectos. También se realiza un análisis de la viabilidad donde se tuvieron en cuenta los factores energéticos, económicos y otro tipo de aspectos ajenos, como permisos externos necesarios.

Por tal razón, los autores se plantearon como problema a solucionar las siguientes interrogantes: ¿es posible mejorar la eficiencia energética del edificio? ¿Se podrán obtener resultados favorables en la gestión energética de la empresa, a partir de aplicar las mejoras propuestas? Para dar respuesta a estas interrogantes se decide aplicar el software CE3X, como una posible herramienta para la evaluación energética inicial y el análisis posterior de los posibles resultados si se aplican las medidas propuestas, llevando a una mejora de la eficiencia energética del edificio.

Si se define como eficiencia energética a la proporción o relación cuantitativa entre el resultado en términos de desempeño, de servicios, de bienes o de energía y la entrada de energía, se observa la necesidad, para el sector de la industria y/o servicios, de definir indicadores de desempeño energético (IDEs) característicos para cada uno de ellos, e incluso a nivel de procesos, y para que estos indicadores alcancen los valores deseados, la eficiencia energética debe entonces, por demás, ser gestionada para alcanzar su mayor potencial ayudando también a reducir emisiones y a disminuir la intensidad energética.

En el caso del sector inmobiliario, donde muchas veces radican entidades que son responsables de producciones y/o servicios a terceros, se debía también buscar indicadores que permitieran definir la eficiencia energética de estas instalaciones; es por eso que, con el objeto de promover la eficiencia energética de los edificios, la Unión Europea estableció la Directiva 2002/91/CE la

cual exigía, a los Estados miembros, el establecimiento de un procedimiento de certificación, de manera tal que pusiese a disposición del posible comprador o inquilino una información objetiva sobre el consumo energético de la edificación y/o del apartamento en específico. La eficiencia energética de un edificio se calcula midiendo la energía que se consume durante un año en condiciones normales de uso y ocupación en cuanto a calefacción, agua caliente sanitaria, ventilación, iluminación. Estos datos expresan valores finales de consumo de energía, medidos en kilowatts hora por metro cuadrado ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{año}$) y en kilogramos de CO_2 por metro cuadrado de vivienda ($\text{kg CO}_2 / \text{m}^2 \cdot \text{año}$) que se corresponden con una letra de la escala de eficiencia energética en edificios, o lo que es lo mismo: la eficiencia energética de un edificio se establece a partir de definir una escala de uso de los indicadores de emisiones anuales de CO_2 y el consumo anual de energía primaria no renovable que registra una edificación o vivienda en particular. Esta escala se muestra en la figura 2.

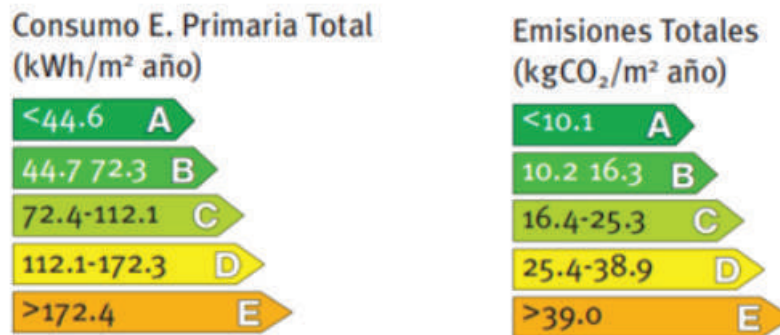


Figura 2. Escala de calificación energética para los edificios según los indicadores expuestos.
 Fuente: (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) 2009).

A partir de esta clasificación una edificación que obtenga la categoría A puede consumir hasta un 90% menos de energía que una que esté catalogada con el nivel más bajo, y lograr esta condición va acompañada de la aplicación de un grupo de medidas que consiguen reducir el consumo energético de la instalación.

Caracterización del edificio bajo estudio

El edificio bajo estudio cuenta con 4 niveles de plantas de oficinas y está orientado al noroeste. El paso del tiempo y la falta de mantenimiento del edificio han dejado su huella en cuanto a las condiciones actuales del edificio, aun cuando se ha sometido a varias reparaciones interiores y mejoras en cuanto a equipamiento utilizado.

En un informe preliminar realizado por los autores, a partir de los datos aportados por la empresa que ocupa el edificio referente a sus consumos históricos y el uso de los portadores energéticos, se llegó a la conclusión que el mismo podía ser calificado, preliminarmente, con la letra D, ya que presentaba niveles de consumo anual de energía primaria no renovable, dado en $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{año}$ de 116,7 y de emisiones anuales de CO_2 del orden de los 26,84 $\text{kg de CO}_2 / \text{m}^2 \cdot \text{año}$ (Castro et al, 2019). La situación problemática que se presentaba era, entonces, disminuir los niveles de consumo de energía primaria no renovable y de las emisiones al ambiente de CO_2 a niveles aceptables, introduciendo medidas y equipamiento más eficiente en la instalación y en las actividades que allí se realizan.

El sistema de distribución de energía eléctrica que existe en la instalación bajo estudio se resume de la forma siguiente: se alimenta de un circuito de alta tensión a través de un transformador de 13 kV a 208/120 V en estrella (Y) con neutro a tierra. Este transformador alimenta un interruptor de 800 A regulado a 400 A que alimenta la PGD de la instalación compuesta por un panel donde están ubicados un conjunto de interruptores encargados de la distribución eléctrica del edificio. Así mismo, de acuerdo a los datos aportados por la empresa que ocupa el edificio el 99,9% del consumo de portadores energéticos es responsabilidad del consumo de electricidad, siendo la estructura del consumo de las cargas instaladas en el edificio la que se muestra en la Figura 3.

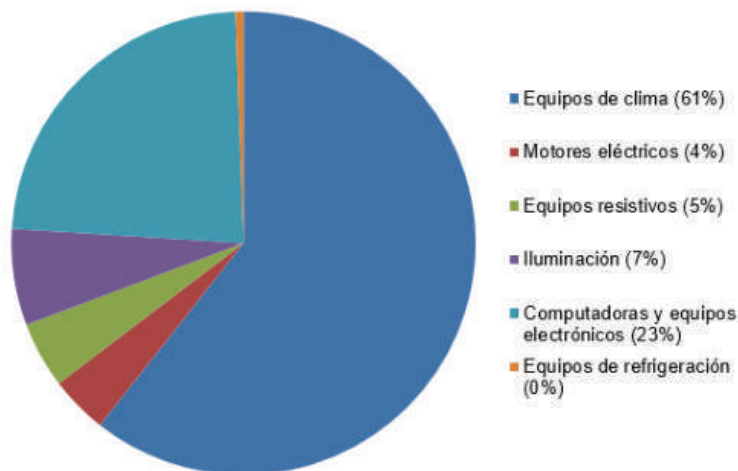


Figura 3. Participación de las cargas instaladas en el consumo de electricidad del edificio bajo estudio.

El sistema de climatización del edificio bajo estudio ha tenido muy pocos cambios desde su instalación original, y actualmente es muy poco eficiente, existiendo muchas pérdidas tanto en verano como en invierno. La primera opción para un buen rendimiento térmico, en las condiciones de Cuba, es reducir las ganancias de calor en verano, disminuyendo de este modo la demanda de energía necesaria para el acondicionamiento térmico del edificio. Estas transferencias de calor van a depender en primer lugar de las características constructivas del edificio. Desde el punto de vista climático, se considera que las oficinas y salas de reuniones que se encuentran orientadas hacia la fachada suroeste están mal ubicadas por ser localizadas hacia la orientación menos favorable en cuanto a la dirección de las brisas predominantes y asoleamiento, desaprovechando las brisas predominantes que vienen desde la orientación noreste en el caso cubano. Así mismo, esa fachada se encontrará muy afectada por los rayos incidentes del sol provocando el calentamiento de las superficies y el aire interior, afectando el confort térmico. Esta última requerirá de un nivel muy alto de energía para garantizar las condiciones de confort a partir del empleo de sistemas de climatización ubicados en las oficinas de dicha fachada.

Como se puede observar de la figura 3, los mayores gastos (61%) de la energía consumida en el edificio tiene como elemento principal la climatización del mismo, siendo el gasto correspondiente a iluminación y refrigeración mínimo con respecto a las que corresponden al clima. A todo ello se debe agregar que:

- La instalación de la mayoría de los equipos de refrigeración data entre los años 1994 y 2013, con más de 10 años de explotación, por lo que dada sus antigüedades sus vidas útiles están casi terminadas.

- El sistema de iluminación, fundamentalmente, está conformado por luminarias tipo LED, con una potencia total de instalación de 12,33 kW y una Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado (DPEA) de 8,50 W/m², valor que está dentro de lo normado para las oficinas, tipo de local que forma parte, fundamentalmente, de este edificio.
- Por otro lado, la mayor parte de los aires acondicionados son muy viejos: unos no tienen chapa siquiera que especifique sus datos técnicos, mientras que en otros ni se ve lo que dice la chapa. Además, algunos que tienen chapa y después de tanto tiempo puede que se hayan reparado y lo que dice la chapa no sea real.

Por lo anterior expuesto, en este trabajo se utilizaron datos estimados para el cálculo de los equipos de aire acondicionado con un rendimiento nominal del 150%. Basta recordar que mientras más alta sea el porcentaje del rendimiento nominal más eficiente será el equipo de clima.

Así mismo, para realizar la certificación energética de un edificio se requiere también conocer un pequeño grupo de datos generales, los cuales se presentan en el cuadro 1.

Cuadro 1. Datos generales.

Región o provincia:	La Habana
Zona climática:	A3 ⁴
Año de construcción:	1930
Normativa vigente de construcción:	Anterior a 1930
Superficie útil (en metros cuadrados):	3615
Altura libre de planta (en metros):	14,62 ⁵
Número de plantas utilizables:	4
Ventilación del inmueble:	0,8
Demanda diaria de ACS (en metros cúbicos):	0

Por otra parte, se requiere conocer las características de la envolvente térmica del edificio. La envolvente térmica se divide principalmente en muros de fachadas, huecos y lucernarios; posteriormente, los cerramientos y particiones interiores de los espacios habitables se clasificarán según su situación como cubiertas y muros. En el caso del edificio bajo estudio, la cubierta comprenderá aquellos cerramientos superiores en contacto con el aire y cuya inclinación sea inferior a 60° respecto a la horizontal. El edificio bajo estudio no posee cubiertas que están en contacto con el terreno, sino una cubierta al aire y las otras son intermedias estando en contacto con otro piso. La cubierta exterior está compuesta de hormigón armado y aceros. En el caso de los muros, el edificio cuenta con cuatro fachadas siendo la orientación de cada fachada la que se muestra en la figura 4.

⁴ Según Darpón Marqués (2019)

⁵ Se calcula en función de la altura de cada habitación por la superficie de dicha habitación dividido entre la superficie de la habitación

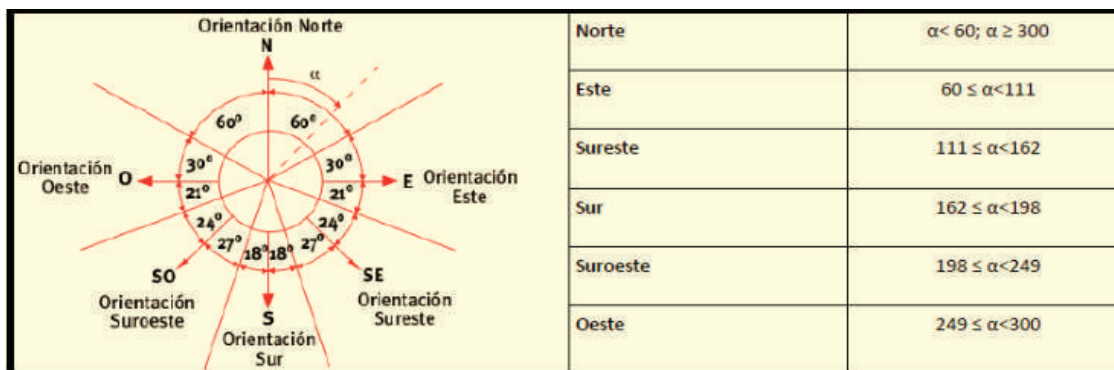


Figura 4. Orientación de fachadas. Fuente: Código Técnico de la Edificación de España (2006).

Por otro lado, los muros son de ladrillo y no presentan buen aislamiento térmico, pero hay que tener en cuenta que el edificio es muy antiguo. Del exterior al interior son los revoques, luego se tiene una capa de ladrillo y finalmente otra capa de revoque, siendo esta última de un espesor menor que la primera capa.

Las ventanas del edificio son de dos tipos: unas son de vidrio corredera y otras de persiana metálica. Las dimensiones de estas varían, pero todas tienen las mismas prestaciones.

Otro elemento importante, desde el punto de vista de la estructura del edificio es lo relacionado con los puentes térmicos. Esta es una zona puntual o lineal, de la envolvente de un edificio, en la que se transmite más fácilmente el calor que en las zonas aledañas, debido a una variación de la resistencia térmica. Se trata de un lugar en el que se rompe la superficie aislante. En el caso bajo estudio, el edificio muestra dos puentes térmicos característicos: pilar integrado en fachada y encuentro de fachada con cubierta.

Evaluación desde el punto de vista de la eficiencia energética del edificio bajo estudio

Breve caracterización del software CE3X

El software CE3X fue desarrollado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Este programa forma parte del procedimiento reconocido para la certificación energética de edificios existentes en España, el cual a su vez ha sido desarrollado conjuntamente por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) y el equipo de trabajo que desarrolló el CE3X. El software tiene una amplia base de datos de materiales, soluciones constructivas y propiedades térmicas en función de la antigüedad del edificio. Mediante este programa se puede certificar de una forma simplificada cualquier tipo de edificio y pudiéndose obtener cualquier calificación desde "A" hasta "G" tal y como se ha mostrado anteriormente (Escala de Calificación Energética, 2009). Basta recordar que la diferencia entre estos tres tipos de edificio está basada en las instalaciones que los componen. El software incorpora además una serie de conjuntos de medidas de mejora de eficiencia energética, la nueva calificación que la aplicación de cada conjunto de medidas supondría y la posibilidad de realizar un análisis económico del impacto de dichas medidas basado en los ahorros energéticos estimados por la herramienta o las facturas de consumo de energía.

El programa CE3X, a partir de los datos geométricos, localidad y características constructivas, bien sean definidas o por defecto, simula un año completo y calcula la demanda del edificio. Con los datos de la instalación, el programa calcula el consumo y a partir de ahí las emisiones. El proceso a seguir es el siguiente:

- Se introducen los datos generales del edificio.
- Se analiza la envolvente térmica, por lo que habrá que definir todos los muros y sus propiedades, su posición y los datos de todos los huecos y lucernarios. Para ello se debe calcular previamente la transmitancia térmica de cada uno de los huecos, o calcularlos por defecto en función del material del que estén hechos.
- Una vez definida la envolvente térmica se introducen los datos de las instalaciones de las que disponga el edificio y las características de dichas instalaciones. Las instalaciones térmicas de un edificio son los equipos destinados a producción de ACS que no es más que el sistema de calefacción, refrigeración y tratamiento de aguas.
- Por último, el programa dará una calificación y ofrecerá diferentes mejoras, de las cuales se elegirán las adecuadas.

Introducción de datos

La entrada de datos en CE3X empieza con la introducción de los datos administrativos (ver figura 5), los datos generales y de definición del edificio (ver figura 6) y los datos de la envolvente térmica (ver figura 7). Para esta última información, se dividió el edificio en las cuatro plantas que lo conforman:

- La planta 1 corresponde al nivel 1, con una superficie útil de 1 014 m².
- La planta 2 corresponde al nivel 2, con una superficie útil es 960 m².
- La planta 3 corresponde al nivel 3, con una superficie útil de 959 m².
- La planta 4 corresponde al nivel 3, con una superficie de 624 m².

Localización e identificación del edificio

Nombre del edificio	<input type="text" value="EDIFICIO DEL CEDAI"/>		
Dirección	<input type="text" value="CALLE G ESQUINA 13 EN VEDADO"/>		
Provincia/Ciudad autónoma	<input type="text" value="Las Palmas"/>	Localidad	<input type="text" value="Las Palmas de Gran Canaria"/>
		Código Postal	<input type="text" value="302"/>
Referencia Catastral	<input type="text" value="X"/>	+	

Datos del cliente

Nombre o razón social	<input type="text" value="EDIFICIO DEL CEDAI"/>		
Dirección	<input type="text" value="CALLE G ESQUINA 13 EN VEDADO"/>		
Provincia/Ciudad autónoma	<input type="text" value="Las Palmas"/>	Localidad	<input type="text" value="Otro"/>
		Código Postal	<input type="text" value="302"/>
Teléfono	<input type="text"/>	E-mail	<input type="text" value="X"/>

Datos del técnico certificador

Nombre y Apellidos	<input type="text" value="AZIZ OLOROUN-SHOLA BISSIRIOU"/>	NIF	<input type="text" value="X"/>
Razón social	<input type="text" value="CIPEL"/>	CIF	<input type="text" value="X"/>
Dirección	<input type="text" value="CALLE 114 CICLOVIA Y ROTONDA"/>		
Provincia/Ciudad autónoma	<input type="text" value="Las Palmas"/>	Localidad	<input type="text" value="Otro"/>
		Código Postal	<input type="text" value="X"/>
Teléfono	<input type="text" value="X"/>	E-mail	<input type="text" value="X"/>
Titulación habilitante según normativa vigente	<input type="text" value="TRABAJO DE DIPLOMA PARA OPTAR POR EL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA"/>		

Figura 5. Pantalla de introducción de datos administrativos. Fuente: foto de pantalla del software CE3X.

Datos generales

Normativa vigente: Anterior ? Año construcción: 1930

Tipo de edificio: Bloque de Viviendas

Provincia/Ciudad autónoma: Las Palmas Localidad: Las Palmas de Gran Canaria Zona climática: HE-1 HE-4
 a3 V

Definición edificio

Superficie útil habitable: 3615 m²

Altura libre de planta: 15 m

Número de plantas habitables: 4

Ventilación del inmueble: 0.63 ren/h

Demanda diaria de ACS: 0.5 l/día

Masa de las particiones internas: Media

Se ha ensayado la estanqueidad del edificio



 

Figura 6. Pantalla de introducción de datos generales y definición del edificio. Fuente: foto de pantalla del software CE3X.

Edificio Objeto

- PLANTA 1
 - FACHADA NO
 - V11
 - P11
 - P12
 - PT Pilar integrado en fachada
 - FACHADA SE
 - FACHADA NE
 - FACHADA SO
 - MURO CON TERRENO SO
 - MURO CON TERRENO SE
- PLANTA 2
 - FACHADA NO 2
 - FACHADA SE 2
 - V23
 - V24
 - PT Pilar integrado en fachada
 - FACHADA NE 2
 - FACHADA SO 2
- PLANTA 3
 - FACHADA NO 3
 - FACHADA SE 3
 - FACHADA NE 3
 - FACHADA SO 3
 - CUBIERTA DEL TERCER PISO
 - PT Encuentro de fachada
- PLANTA 4
 - FACHADA NO 4
 - FACHADA SE 4
 - FACHADA NE 4
 - FACHADA SO 4
 - CUBIERTA DEL CUARTO PISO
 - PT Encuentro de fachada

Envoltente térmica del edificio

Cubierta
 Muro
 Suelo
 Partición interior
 Huevo/Lucernario
 Puente térmico

Puente térmico por defecto

Definir puentes térmicos por defecto

Pilar integrado en fachada
 Pilar en esquina
 Contorno de hueco
 Caja de persiana
 Encuentro de fachada con forjado
 Encuentro de fachada con cubierta
 Encuentro de fachada con suelo en contacto con el aire
 Encuentro de fachada con solera

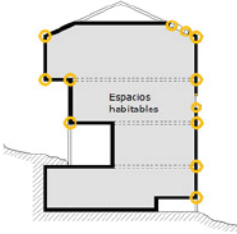

 

Figura 7. Pantalla de introducción de los datos de la envoltente térmica. Fuente: foto de pantalla del software CE3X.

Por último, se entregan al software los datos referentes a la instalación de climatización, en la cual se supuso un porcentaje de demanda que es cubierta por la climatización en cada planta por los problemas expuestos anteriormente. La figura 8 muestra la pantalla donde se definen los parámetros para el cálculo, mientras que en el cuadro 2 se muestran los porcentajes de cubrimiento de las necesidades de climatización para cada planta.

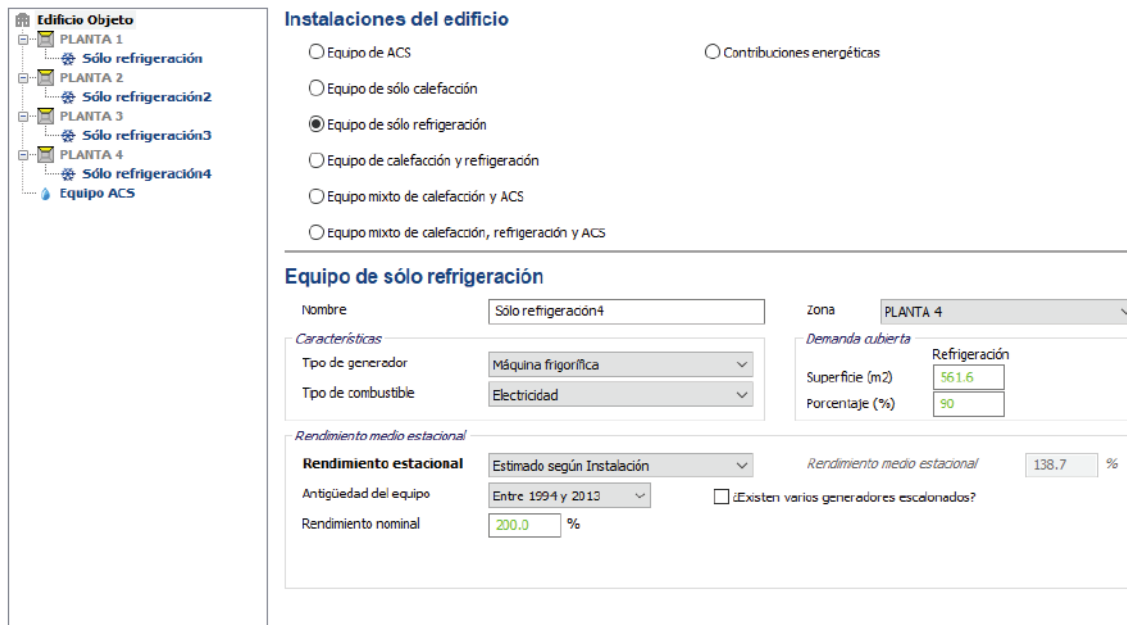


Figura 8. Pantalla de introducción de los datos de las instalaciones.

Fuente: Fuente: foto de pantalla del software CE3X.

Cuadro 2. Porcentaje de la demanda cubierta de la refrigeración.

Plantas	Demanda cubierta		
	Superficie útil (m ²)	Porcentaje (%)	Superficie (m ²)
Planta 1	1 014	80	811,2
Planta 2	960	85	816,0
Planta 3	959	90	863,1
Planta 4	624	92	574,08

Análisis de Resultados

Tal y como se mencionó anteriormente, la evaluación preliminar desde el punto de vista de la energía ofreció una categorización de nivel D con 116,7 kWh/m². año consumidos en el edificio, mientras que en lo referente a emisiones anuales de CO₂ los resultados indicaban una letra G con 26,84 kg de CO₂ / m². año. Al aplicar el software, los resultados de consumo de energía se mantuvieron, pero en el caso de las emisiones, al incorporar conceptos relativos a la estructura del edificio y otros elementos los resultados alcanzados fueron los que se muestran en la figura 9.

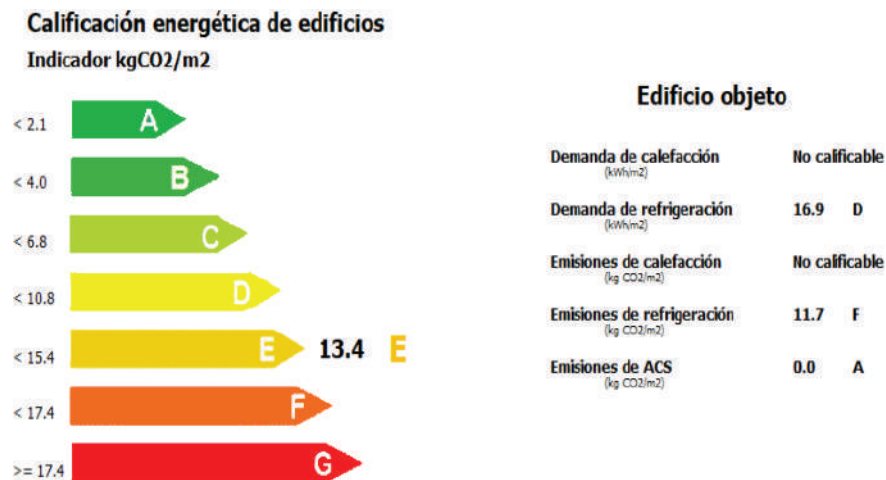


Figura 9. Calificación actual del edificio bajo estudio desde el punto de vista de las emisiones.

Fuente: foto de pantalla del software CE3X referente a la certificación energética final.

Partiendo de estos resultados, se propusieron un grupo de medidas para buscar la mejora de las certificaciones otorgadas, entre las cuales sobresalen:

1. Cambio de ventanas
2. Adición de aislamiento térmico de en las fachadas (suroeste) por el interior con el fin de reducir la demanda
3. Mejora de los huecos de las fachadas noroeste, sureste, suroeste y noreste.
4. Incorporación de energía solar para suplir parte de la alimentación que requiere el sistema de climatización.

La viabilidad de aplicación de estas medidas puede verse en las figuras 10 y 11, donde se analizan los paquetes desde el punto de vista de la estructura del edificio y la inclusión del sistema fotovoltaico.



Figura 10. Viabilidad económica del conjunto de medidas propuestas desde el punto de vista estructural del edificio. Fuente: foto de pantalla del complemento Saltoki Instalaciones de CE3X.



Figura 11. Viabilidad económica del conjunto de medidas propuestas desde el punto de vista estructural del edificio. Fuente: foto de pantalla del complemento Saltoki Instalaciones de CE3X.

A partir de estos análisis de viabilidad de las medidas propuestas, tanto en términos energéticos como económicos, la propuesta final fue de aplicar medidas relacionadas con aislamientos internos en los muros de la fachada suroeste, ya que representa la zona más caliente del edificio, así como mantener la medida del cambio de las ventanas, pues, aunque su rentabilidad energética no es la mejor, existe una necesidad real de mejorarlas. Por otro lado, aun cuando el uso de un sistema fotovoltaico puede ser de mucha ayuda para mejorar la certificación energética del edificio, el área útil para introducir esta tecnología es muy limitada, por lo que el proyecto aprobado para el edificio bajo estudio tiene un máximo de 69,54 kWp.

La suma de las mejoras de incorporación de sistema fotovoltaico, la colocación del aislamiento interno y de los cambios de las ventanas ofrece un ahorro potencial total del 52,0 % de las emisiones totales, tal y como puede observarse en la figura 12, siendo un pequeño aporte al problema de la contaminación ambiental del planeta, mientras se logra una disminución posible del 43% la demanda de energía para la climatización, como puede observarse, lo que representa 59 532 MWh que no se consumirían en el año, lo que hace que la calificación preliminar realizada cambia hacia un nivel superior, de D a C, al disminuir el consumo anual de energía primaria no renovable a un valor de 79,63 kWh / m².año, lo cual puede verse en la figura 13.

Calificación energética del edificio con el conjunto de medidas de mejora

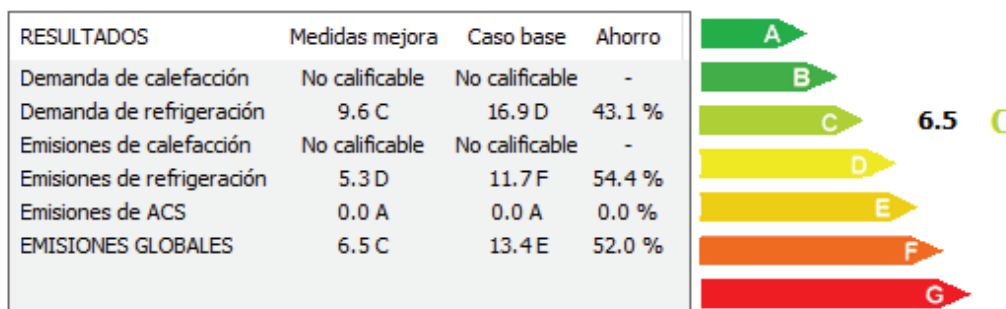


Figura 12. Certificación energética del edificio desde el punto de vista de las emisiones. Fuente: foto de pantalla del software CE3X.

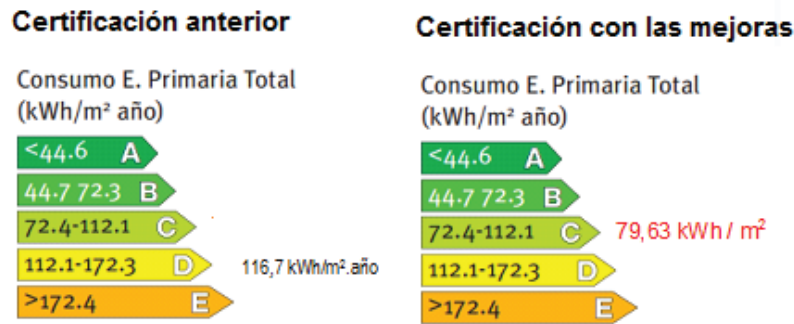


Figura 13. Comparación de la certificación energética del edificio desde el punto de vista del consumo de energía a partir de las mejoras implementadas.

Conclusiones

- La aplicación de un procedimiento para certificar energéticamente una edificación permite evaluar el estado en que se encuentra la edificación bajo estudio, así como analizar los posibles resultados de aplicar un conjunto de medidas para elevar la eficiencia energética de la instalación.
- Los resultados obtenidos, al aplicar el software de certificación CE3X, permite disminuir en un nivel, de nivel D a nivel C (en el caso del consumo de energía por área del edificio) y en dos niveles, del nivel E al nivel C (en el caso de las emisiones de CO₂ por área del edificio), lo cual lleva a obtener, teóricamente, ahorros del 52% de las emisiones de CO₂ y del 43% del consumo de energía asociado a la climatización.
- Las medidas propuestas para lograr los resultados anteriores se justifican económicamente por los valores del valor Actual Neto calculado (análisis de viabilidad). La inversión total necesaria para satisfacer las mejoras escogidas es 36 300,00 €, estimándose que en 8 años toda la inversión habrá sido recuperada.

Referencias

- [1] "Código Técnico de la Vivienda, España", *BOE-A-2006-5515*, vol. 74, pp. 11816 a 11831, 2006. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2006/03/17/314>
- [2] D. Marqués *et al.* "Análisis y certificación energética de una vivienda", *Consulta:25 junio*, 2019. <https://addi.ehu.es/handle/10810/36823>
- [3] M.Castro *et al.* "Evaluación preliminar desde el punto de vista de le eficiencia energética del edificio del CEDAI. Informe final de contrato", *Documento Interno*, 2019.

Una técnica de excitación natural extendida para el análisis modal de datos ambiente del sistema eléctrico de potencia


An extended natural excitation technique for the modal analysis of ambient power system data

Jose J. Nuño-Ayón¹, Julián Sotelo-Castañón²,
Eduardo S. Bañuelos-Cabral³, Jorge L. García-Sánchez⁴

Nuño-Ayón, J.J; Sotelo-Castañón, J; Bañuelos-Cabral, E.S;
García-Sánchez, J.L. Una técnica de excitación natural extendida para el análisis modal de datos ambiente del sistema eléctrico de potencia. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 83-94.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6018>



- 1 CUCEI, Universidad de Guadalajara. México. Correo electrónico: jose.nuno@academicos.udg.mx
 <https://orcid.org/0000-0003-2846-8097>
- 2 CUCEI, Universidad de Guadalajara. México. Correo electrónico: julian.sotelo@academicos.udg.mx
- 3 CUCEI, Universidad de Guadalajara. México. Correo electrónico: eduardo.banuelos@academicos.udg.mx
- 4 CUCEI, Universidad de Guadalajara. México. Correo electrónico: jorgel.garcias@academicos.udg.mx

Palabras clave

Datos ambiente del sistema eléctrico de potencia; sistemas de medición de área amplia; información dinámica; tensor de tercer orden; descomposición de factores paralelos.

Resumen

Actualmente, varias técnicas avanzadas de procesamiento digital de señales han sido desarrolladas para analizar datos ambiente del sistema eléctrico de potencia obtenidos a partir de sistemas de medición de área amplia. Una técnica de excitación natural extendida se propone en este artículo para caracterizar la información dinámica contenida en los datos ambiente. Esta nueva técnica es basada en la técnica de excitación natural y la descomposición de factores paralelos. La técnica propuesta usa la correlación de los datos medidos a través de varias matrices de correlación que son usadas para formar un tensor de tercer orden. A partir de este tensor de correlaciones, las respuestas al impulso del sistema eléctrico de potencia pueden ser extraídas mediante la descomposición de factores paralelos. Después, el algoritmo de realización de eigensystem se aplica a cada respuesta al impulso del sistema para estimar su frecuencia oscilatoria y su relación de amortiguamiento. La técnica propuesta es aplicada a datos ambiente obtenidos de simulaciones de estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia Nueva Inglaterra-Nueva York. Los resultados indican que las frecuencias oscilatorias y las relaciones de amortiguamiento pueden ser estimados precisamente usando la técnica propuesta. Por lo tanto, se concluye que la técnica propuesta podría ser usada para el monitoreo de las oscilaciones ambiente usando sistemas de medición de área amplia.

Keywords

Ambient power system data; wide-area measurement systems; dynamic information; third-order tensor; parallel factor decomposition.

Abstract

Nowadays, various advanced signal processing techniques have been developed to analyze ambient power system data obtained from wide-area measurement systems. An extended natural excitation technique is proposed in this paper for characterizing the dynamic information contained in the ambient data. This novel technique is based on the natural excitation technique and parallel factor decomposition. The proposed technique uses the correlation of the measured data through several correlation matrices that are used to form a third-order tensor. From this correlation tensor, the impulse responses of the power system can be extracted by parallel factor decomposition. After, the eigensystem realization algorithm is applied to each impulse response to estimate its oscillatory frequency and damping ratio. The proposed technique is applied to ambient data obtained from transient stability simulations of the New England-New York power system. The results indicate that the oscillatory frequencies and damping ratios can be accurately estimated using the proposed technique. Therefore, it is concluded that the proposed technique could be used for monitoring the ambient oscillations using wide-area measurement systems.

Introducción

Sistemas modernos de medición han facilitado la colección de una gran cantidad de datos en los sistemas eléctricos de potencia (SEPs), los cuales pueden ser usados para monitorear el comportamiento dinámico en condiciones ambiente y transitoria [1]. El comportamiento

dinámico de los SEPs en operación ambiente esta determinada por pequeñas variaciones aleatorias en cargas y otras pequeñas interacciones entre los componentes eléctricos del sistema, originando oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia [2]. Por tal razón, estas oscilaciones son inherentes en grandes SEPs interconectados y pueden ser analizados usando herramientas de análisis de datos, tal como se presenta en este trabajo de investigación.

Los SEPs puede presentar varios problemas cuando están operando a su máxima capacidad y las oscilaciones electromecánicas (o modos de oscilación, como son comúnmente conocidos) no son bien amortiguadas. Esta combinación puede resultar en una operación inestable, en una separación no controlada del sistema en islas eléctricas, y consecuentemente, en colapsos del sistema [3]. Por tales razones, el análisis de los modos de oscilación es muy importante porque puede proporcionar información importante sobre la estabilidad del sistema. Un método muy conocido para determinar la estabilidad oscilatoria de un SEP, es el uso de los parámetros modales de los modos de oscilación electromecánicos contenidos en los datos medidos.

En recientes años, los sistemas de medición de área amplia basados en unidades de medición fasorial han sido desarrollados para medir datos ambiente recibidos de varias localizaciones en los SEPs [4]. Estos datos ambiente son conocidos por exhibir fenómenos oscilatorios, altos niveles de ruido y comportamiento no estacionario; por lo tanto, la caracterización y la visualización de los datos ambiente medidos son todo un reto para investigadores y compañías eléctricas. En trabajos previos de investigación [5-8], muchos métodos basados en mediciones han sido propuestos para estimar parámetros modales de las oscilaciones ambiente (tales como: la frecuencia y la relación de amortiguamiento) a partir de una sola medición ambiente. Desafortunadamente, una buena observabilidad de los modos oscilatorios no puede ser siempre lograda usando enfoques de una simple medición. Además, estos enfoques fallan en identificar los modos oscilatorios que son observables solamente en ciertas mediciones clave de la red eléctrica. Por lo tanto, varias técnicas avanzadas de procesamiento de señales han sido propuestas para mejorar la observabilidad de los modos oscilatorios [9-18]. Estos métodos son comúnmente aplicados a múltiples mediciones simultáneamente para la identificación de parámetros modales. En este artículo, una técnica de excitación natural extendida se propone para caracterizar la información dinámica contenida en los datos ambiente, la cual es basada en la técnica de excitación natural y la descomposición de factores paralelos. La técnica propuesta aprovecha la correlación de los datos ambiente medidos a través de varias matrices de correlación que son usadas para formar un tensor de tercer orden. A partir de este tensor de correlaciones, las respuestas al impulso del SEP pueden ser extraídas mediante la descomposición de factores paralelos. Después, el algoritmo de realización de *eigensystem* se aplica a cada respuesta al impulso del sistema para estimar su frecuencia oscilatoria y su relación de amortiguamiento.

Finalmente, un conjunto de datos ambiente obtenidos de simulaciones de estabilidad transitoria del sistema eléctrico Nueva Inglaterra-Nueva York son usados para evaluar el desarrollo de la metodología propuesta. Los resultados obtenidos indican que el método propuesto proporciona una estimación precisa de los parámetros modales a partir de múltiples datos ambiente.

Método propuesto

En esta sección, una técnica de excitación natural extendida es propuesta para la estimación de los modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia a partir de múltiple mediciones ambiente del SEP. Esta técnica propuesta es inspirada en la técnica de excitación natural [13] para mejorar su habilidad de estimación modal.

Técnica de excitación natural

La técnica de excitación natural (en inglés: Natural Excitation Technique - NEXT) fue inicialmente propuesta para el análisis de fenómenos oscilatorios en ingeniería civil [19-20]. Recientemente, este método fue propuesto para analizar los modos de oscilación en los SEPs [13]. A continuación, se muestra la formulación matemática de este método para el análisis modal.

Es bien conocido que el movimiento oscilatorio del rotor de un simple generador puede ser definido por la siguiente ecuación diferencial:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_M - P_E - D \frac{d\delta}{dt} \quad (1)$$

donde M es el coeficiente de inercia, P_M es la potencia mecánica, P_E es la potencia eléctrica, D es el coeficiente del amortiguamiento y δ es el ángulo del rotor [21]. De acuerdo a [22], el generador puede ser modelado como un modelo clásico, y entonces, linearizando la ecuación (1) en un punto de operación, se consigue:

$$M \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta \delta}{dt} + K \Delta \delta = 0 \quad (2)$$

donde K es el coeficiente de potencia de sincronización y $\Delta \delta$ denota la desviación de ángulo del rotor alrededor de un punto de equilibrio. Asumiendo que todos los generadores del SEP son modelados con el modelo clásico, por lo tanto, M , D y K en la ecuación (2) se transforman en matrices diagonales que contienen los coeficientes de inercia, los coeficientes de amortiguamiento y los coeficientes de potencia de sincronización de cada generador, respectivamente. Además, en los actuales SEPs, cada generador es constantemente expuesto a cambios aleatorios, la cual es la excitación natural del sistema. Las principales causas de la excitación natural son entonces las cargas del sistema, las cuales varían aleatoriamente por naturaleza. Así mismo, los cambios menores en producción de potencia eléctrica, eventos menores de conmutación (switching) o fallas menores, pueden ser consideradas como la excitación natural del sistema. Tomando en cuenta lo anterior, la ecuación (2) puede ser extendida para describir el comportamiento oscilatorio de cada generador en los SEPs, como:

$$M \Delta \ddot{\delta}(t) + D \Delta \dot{\delta}(t) + K \Delta \delta(t) = F(t) \quad (3)$$

donde $\delta(t)$ es el vector de desplazamiento del ángulo y $F(t)$ es el vector de excitación. Multiplicando (3) por un desplazamiento del ángulo de referencia $\Delta \delta_r(s)$, y tomando el valor esperado de cada lado, se obtiene:

$$ME[\Delta \ddot{\delta}(t) \Delta \delta_r(s)] + DE[\Delta \dot{\delta}(t) \Delta \delta_r(s)] + KE[\Delta \delta(t) \Delta \delta_r(s)] = E[F(t) \Delta \delta_r(s)] \quad (4)$$

donde $E[\cdot]$ denota el valor esperado. La ecuación (4) puede ser ahora escrita como:

$$MR_{\Delta \delta \Delta \delta_r}(t, s) + DR_{\Delta \dot{\delta} \Delta \delta_r}(t, s) + KR_{\Delta \delta \Delta \delta_r}(t, s) = R_{F \Delta \delta_r}(t, s) \quad (5)$$

donde $R(\cdot)$ define un vector de funciones de correlación. Asumiendo que $A(s)$ y $B(s)$ son procesos estacionarios, se puede mostrar que $R_{A^{(m)}B}(\tau) = R_{AB}^{(m)}(\tau)$, donde $\tau = t - s$ y $A^{(m)}$ denota la m -ésima derivada del proceso aleatorio $A(t)$ con respecto al tiempo y $R_{AB}^{(m)}$ denota la m -ésima derivada de la función de correlación $R_{AB}(\tau)$ con respecto a τ . Asimismo, el desplazamiento del ángulo de referencia $\Delta \delta_r(s)$ no está correlacionado a la excitación natural

del sistema $F(t)$ para $\tau > 0$ y la excitación es asumida para ser un proceso de ruido blanco. Por lo tanto, $\mathbf{R}_{F\Delta\delta_r}(t, s) = \mathbf{0}$ se produce para $\tau > 0$. Además, asumiendo que los desplazamientos del ángulo del rotor $\Delta\delta$, $\Delta\dot{\delta}$, $\Delta\delta$ y $\Delta\delta_r$ son procesos estacionarios, la ecuación (5) puede ser escrita como:

$$\mathbf{M}\ddot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_r}(\tau) + \mathbf{D}\dot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_r}(\tau) + \mathbf{K}\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_r}(\tau) = \mathbf{0} \quad (6)$$

donde $\tau > 0$ y $\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_r}(\tau) = [R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_r}(\tau) \ R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_r}(\tau) \ \dots \ R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_r}(\tau)]^T$ es el vector de las funciones de correlación de desplazamiento del ángulo del rotor. Sin embargo, este método NEXT necesita la selección de una variable de referencia $\Delta\delta_r$ para la cálculo de las funciones de correlación cruzada, en donde la variable de referencia es obtenida a partir de la señal ambiente que tenga la amplitud más alta en el espectro de Fourier y que este asociado al modo de oscilación de interés [13]. Para hacer frente a estas desventajas, una técnica de excitación natural extendida se propone a continuación.

Técnica de excitación natural extendida

Siguiendo las ecuaciones (1) a (5), la ecuación (6) es ahora calculada para m señales de referencia con el fin de evitar la selección de una variable de referencia y explotar la correlación existente entre las variables medidas. Formalmente, esto se puede definir como:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}\ddot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_1}(\tau) + \mathbf{D}\dot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_1}(\tau) + \mathbf{K}\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_1}(\tau) &= \mathbf{0} \\ \mathbf{M}\ddot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_2}(\tau) + \mathbf{D}\dot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_2}(\tau) + \mathbf{K}\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_2}(\tau) &= \mathbf{0} \\ &\vdots \\ \mathbf{M}\ddot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_m}(\tau) + \mathbf{D}\dot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta_m}(\tau) + \mathbf{K}\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_m}(\tau) &= \mathbf{0} \end{aligned} \quad (7)$$

donde M , D y K son matrices diagonales que almacenan los coeficientes de inercia, los coeficientes de amortiguamiento y los coeficientes de potencia de sincronización de cada generador, respectivamente. También se puede observar que los vectores de las funciones de correlación de desplazamiento del ángulo del rotor $\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_1}(\tau)$, $\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_2}(\tau)$, ..., $\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta_m}(\tau)$ pueden ser agrupadas en forma matricial. En otras palabras, la ecuación (7) puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$\mathbf{M}\ddot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta}(\tau) + \mathbf{D}\dot{\mathbf{R}}_{\Delta\delta\Delta\delta}(\tau) + \mathbf{K}\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta}(\tau) = \mathbf{0} \quad (8)$$

donde $\mathbf{R}_{\Delta\delta\Delta\delta}(\tau)$ es una matriz con las funciones de correlación de desplazamiento del ángulo del rotor que satisface las ecuaciones diferenciales homogéneas que describen el comportamiento oscilatorio de cada generador. En un punto de equilibrio, los ángulos de los rotores en los generadores tienen un acoplamiento lineal a las variables físicas, tales como potencia activa, voltajes y otras variables. Como consecuencia, las funciones de correlación producen una estimación de las respuestas impulso del SEP, las cuales pueden ser estimadas a partir de las funciones de correlación de las variables físicas medidas. Para llevar a cabo esto, un conjunto de matrices de correlación son calculadas con el fin de construir un tensor de funciones de correlación, el cual es definido como:

$$\underline{\mathbf{R}} = \begin{array}{|c|} \hline \begin{array}{|c|} \hline \begin{array}{cccc} R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_1}(\tau) & R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_2}(\tau) & \cdots & R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_m}(\tau) \\ R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_1}(\tau) & R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_2}(\tau) & \cdots & R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_m}(\tau) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_1}(\tau) & R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_2}(\tau) & \cdots & R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_m}(\tau) \end{array} \\ \hline \vdots \\ \hline \begin{array}{|c|} \hline \begin{array}{cccc} R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_1}(2) & R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_2}(2) & \cdots & R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_m}(2) \\ R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_1}(2) & R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_2}(2) & \cdots & R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_m}(2) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_1}(2) & R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_2}(2) & \cdots & R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_m}(2) \end{array} \\ \hline \vdots \\ \hline \begin{array}{|c|} \hline \begin{array}{cccc} R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_1}(1) & R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_2}(1) & \cdots & R_{\Delta\delta_1\Delta\delta_m}(1) \\ R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_1}(1) & R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_2}(1) & \cdots & R_{\Delta\delta_2\Delta\delta_m}(1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_1}(1) & R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_2}(1) & \cdots & R_{\Delta\delta_m\Delta\delta_m}(1) \end{array} \\ \hline \end{array} \end{array} \quad (9)$$

donde $\underline{\mathbf{R}} \in \mathbb{R}^{m \times m \times \tau}$ es un tensor de tercer orden. A partir de este tensor, las respuestas al impulso del SEP pueden ser extraídos mediante la descomposición de factores paralelos [23] que se describe enseguida.

Descomposición de factores paralelos

Usando la descomposición de factores paralelos (en inglés: Parallel Factor Decomposition – PARAFAC Decomposition) o descomposición de PARAFAC [23], el tensor de tercer orden $\underline{\mathbf{R}} \in \mathbb{R}^{m \times m \times \tau}$ puede ser descompuesto en una suma de productos externos de triples vectores (componentes PARAFAC) como se muestra enseguida:

$$\underline{\mathbf{R}} = \sum_{i=1}^n \mathbf{a}_i \circ \mathbf{b}_i \circ \mathbf{c}_i + \underline{\mathbf{E}} \quad (10)$$

donde $i = 1, 2, \dots, n$ es el rango del tensor, el cual permite la reconstrucción del tensor $\underline{\mathbf{R}}$ y $\underline{\mathbf{E}}$ es un tensor residual. La ecuación (10) denota la suma de n componentes PARAFAC que se necesitan para ajustar el tensor de tercer orden. Estas componentes son estimadas por la minimización de la siguiente función de costo: $f(\hat{\mathbf{a}}_i, \hat{\mathbf{b}}_i, \hat{\mathbf{c}}_i) = \|\underline{\mathbf{R}} - \hat{\underline{\mathbf{R}}}\|^2$, la cual expresa un diferencia de mínimos cuadrados entre el tensor original $\underline{\mathbf{R}}$ y el tensor calculado $\hat{\underline{\mathbf{R}}}$. Para calcular la solución de esta función de costo, el algoritmo de mínimos cuadrados alterno es usado debido a su fácil implementación, convergencia garantizada y mejor capacidad de manejo de tensores de alto orden [24]. De acuerdo a la descomposición de PARAFAC [23-24], el tensor de tercer orden $\underline{\mathbf{R}} \in \mathbb{R}^{m \times m \times \tau}$ es entonces estimado con n componentes PARAFAC, los cuales se describen por tres matrices de peso $\hat{\mathbf{A}}$, $\hat{\mathbf{B}}$ y $\hat{\mathbf{C}}$, formadas por los n vectores $\hat{\mathbf{a}}_n$, $\hat{\mathbf{b}}_n$, y $\hat{\mathbf{c}}_n$, que son representados como:

$$\begin{aligned}
 \hat{\mathbf{A}} &= [\hat{\mathbf{a}}_1 \quad \hat{\mathbf{a}}_2 \quad \cdots \quad \hat{\mathbf{a}}_n] \in \mathbb{R}^{m \times n}, & \hat{\mathbf{a}}_n &= [\hat{a}_{1n} \quad \hat{a}_{2n} \quad \cdots \quad \hat{a}_{mn}]^T \in \mathbb{R}^m \\
 \hat{\mathbf{B}} &= [\hat{\mathbf{b}}_1 \quad \hat{\mathbf{b}}_2 \quad \cdots \quad \hat{\mathbf{b}}_n] \in \mathbb{R}^{m \times n}, & \hat{\mathbf{b}}_n &= [\hat{b}_{1n} \quad \hat{b}_{2n} \quad \cdots \quad \hat{b}_{mn}]^T \in \mathbb{R}^m \\
 \hat{\mathbf{C}} &= [\hat{\mathbf{c}}_1 \quad \hat{\mathbf{c}}_2 \quad \cdots \quad \hat{\mathbf{c}}_n] \in \mathbb{R}^{\tau \times n}, & \hat{\mathbf{c}}_n &= [\hat{c}_{1n} \quad \hat{c}_{2n} \quad \cdots \quad \hat{c}_{\tau n}]^T \in \mathbb{R}^\tau
 \end{aligned} \quad (11)$$

donde $\hat{\mathbf{A}} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ y $\hat{\mathbf{B}} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ son matrices que contienen n vectores de información estadística sobre las variables medidas, la cual está siendo investigada. Mientras que $\hat{\mathbf{C}} = [\hat{\mathbf{c}}_1 \quad \hat{\mathbf{c}}_2 \quad \cdots \quad \hat{\mathbf{c}}_n] = [\mathbf{R}_1 \quad \mathbf{R}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{R}_n] \in \mathbb{R}^{\tau \times n}$, es una matriz con n vectores que contienen

las funciones de correlación de los n modos oscilatorios individuales. Por lo tanto, la frecuencia natural y el factor de amortiguamiento del modo oscilatorio individual puede ser estimada mediante el algoritmo de realización de *eigensystem* [19-20].

Algoritmo de realización de *eigensystem*

Después de la descomposición de factores paralelos, el algoritmo de realización de *eigensystem* (en inglés: Eigensystem Realization Algorithm – ERA) es usado para estimar parámetros modales y el cual ha sido empleado para la identificación modal en otras ingenierías [19-20]. El objetivo principal del algoritmo ERA es encontrar la mínima realización para conseguir una representación de espacio-estado del sistema analizado. Este algoritmo es basado en la representación de espacio-estado siguiente:

$$\begin{aligned} x(k+1) &= \tilde{A}x(k) + \tilde{B}u(k) \\ y(k+1) &= \tilde{C}x(k) \end{aligned} \quad (12)$$

donde \tilde{A} , \tilde{B} , y \tilde{C} son las matrices de espacio-estado en tiempo-discreto, y $x(k)$, $u(k)$ y $y(k)$ son los vectores de estados, de entradas y de salidas, respectivamente. Para desarrollar el algoritmo ERA, cuatro etapas se describen a continuación. En la primera etapa, una matriz de Hankel es formada como:

$$H(k-1) = \begin{bmatrix} y(k) & y(k+1) & \cdots & y(k+p) \\ y(k+1) & y(k+2) & \cdots & y(k+1+p) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(k+r) & y(k+r+1) & \cdots & y(k+r+p) \end{bmatrix} \quad (13)$$

donde $y(k)$ es la respuesta al impulso del sistema estimada en tiempo k y los parámetros p y r denotan el número de columnas y filas en la matriz de Hankel. De acuerdo a la recomendación de [19], p es 10 veces el número de modos de oscilación estimados y r es 2 veces p . En este trabajo, la respuesta al impulso (o función de correlación) estimada contiene solamente un modo oscilatorio, por lo tanto, $p=20$ y $r=40$. La segunda etapa es llevar a cabo la descomposición del valor singular (en inglés: Singular Value Decomposition - SVD) de $H(0)$, el cual es definido como sigue:

$$H(0) = P\Sigma Q^T \quad (14)$$

donde P y Q son matrices ortogonales que contienen los vectores singulares izquierdos y derechos, respectivamente, y Σ es una matriz diagonal que tiene los valores singulares. Después de que la SVD se calculó, las matrices condensadas P_c , Σ_c y Q_c (de tamaño 2×2 en nuestro caso) son formadas usando solamente las filas y las columnas relacionadas a los valores singulares más grandes (el resto de las filas y columnas son asociadas con los modos de ruido o modos computacionales). En la tercera etapa, las matrices espacio-estado del sistema analizado son estimadas por las matrices condensadas mencionadas. Para conseguir este análisis, las matrices de espacio-estado en tiempo-discreto pueden ser encontradas mediante:

$$\begin{aligned} \hat{A} &= \Sigma_c^{-1/2} P_c^T H(1) Q_c \Sigma_c^{-1/2} \\ \hat{B} &= \Sigma_c^{-1/2} Q_c^T E_{\bar{m}} \\ \hat{C} &= E_c^T P_c \Sigma_c^{-1/2} \end{aligned} \quad (15)$$

donde $E_c^T = [I \ 0]$ y $E_m^T = [I \ 0]$. La última etapa es convertir las matrices de espacio-estado en tiempo continuo mediante la transformación de Tustin [19-20]. A partir de esta transformación, los parámetros modales del SEP analizado pueden ser obtenidos a partir de los valores propios de \hat{A} (de dimensiones 2×2 en este trabajo). Por lo tanto, esta matriz tiene solamente un valor propio conjugado, el cual es denotado por:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (16)$$

donde λ es el valor propio asociado con un modo de oscilación electromecánico. Una vez que λ es conocido, la frecuencia oscilatoria y la relación de amortiguamiento pueden ser calculadas como:

$$f = \frac{\omega}{2\pi}; \zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} 100 \quad (17)$$

donde f y ζ son proporcionados en hercios (Hz) y en porcentaje (%), respectivamente.

Resultados y discusión

En esta sección, el desarrollo de la técnica de excitación natural extendida es probada sobre datos ambiente de un SEP de prueba para el análisis de los modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia.

Red eléctrica de prueba

El SEP de Nueva Inglaterra-Nueva York es usado para demostrar la habilidad de la técnica propuesta para estimar parámetros modales. Este sistema está compuesto de 16 generadores, 68 buses y 5 áreas eléctricas; un diagrama unifilar se muestra en la figura 1. Todos los generadores son modelados en detalle y la información sobre los datos del sistema puede ser encontrada en [3].

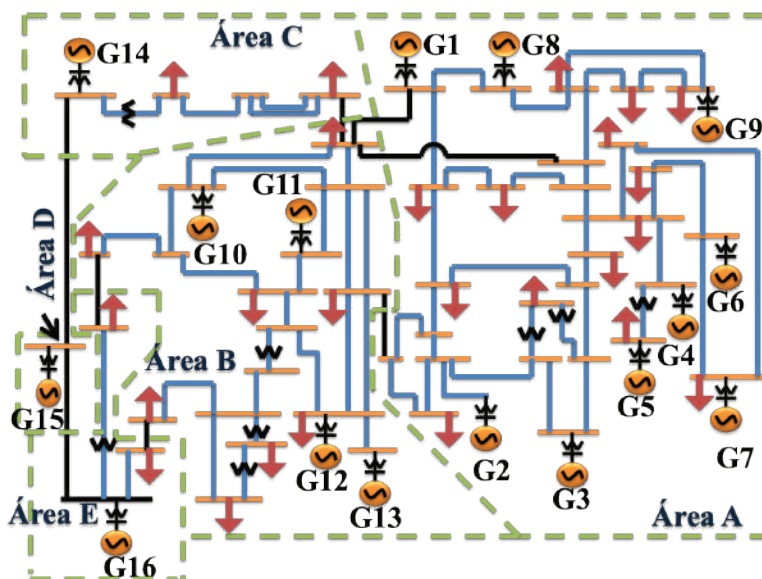


Figura 1. Diagrama unifilar del SEP de Nueva Inglaterra-Nueva York.

Datos ambiente simulados

Con el fin de excitar los modos de oscilación electromecánicas bajo condiciones ambiente, el anterior sistema de prueba es simulado y perturbado por variaciones aleatorias pequeñas en todo el sistema de cargas. Estas variaciones de carga son consideradas para ser una distribución normal o Gaussiana con promedio igual a cero y una varianza igual a uno. Dicha simulación numérica es basada en un programa de estabilidad transitoria [3], la cual es llevada a cabo para 300 segundos y 10 muestras por segundo fueron obtenidas. En este caso de estudio, se asume que todas las señales de desviación de velocidad angular de los generadores son registradas por un sistema de medición de área amplia.

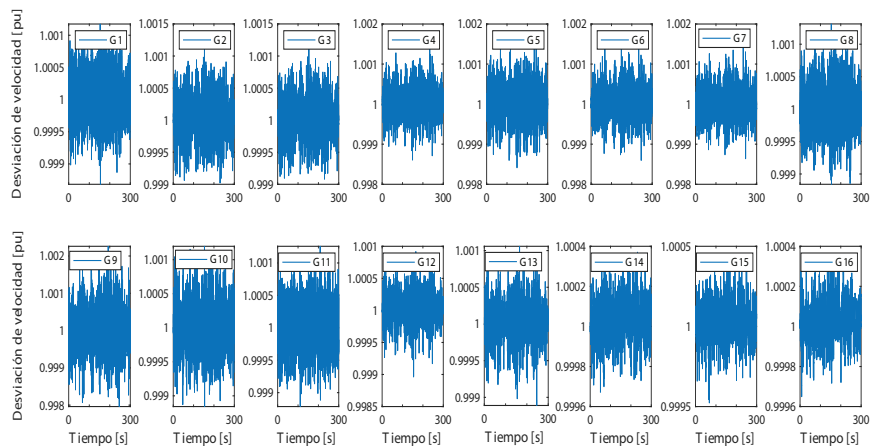


Figura 2. Mediciones ambiente de desviación de velocidad angular.

En la figura 2 se muestran las señales ambiente de desviación de velocidad angular de los 16 generadores y en la figura 3 se presenta la señal ambiente del generador # 1, así como su espectro de Fourier. Como puede observar, la señal ambiente medida exhibe un comportamiento estacionario, con mucho ruido y con fenómenos oscilatorios. Algunas de estas características se pueden observar en el espectro de Fourier, como por ejemplo, hay tres frecuencias dominantes, las cuales están en 0.4175 Hz, 0.6525 Hz y 0.9510 Hz, respectivamente.

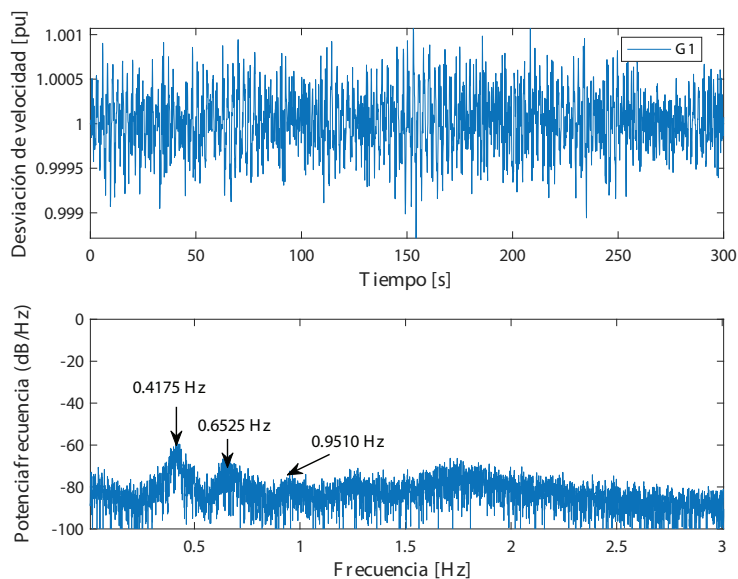


Figura 3. Medición ambiente del generador # 1 y su espectro de Fourier.

Por referencia y comparación, los modos de oscilación electromecánicos fueron también calculados usando un programa de análisis de estabilidad de pequeña señal [3]. En el Cuadro 1 se presenta solamente los tres modos de oscilación más lentos, los cuales son 0.4203 Hz, 0.6465 Hz y 0.9631 Hz. De estos tres modos, los dos primeros son modos de tipo inter-área y el último es un modo de tipo local.

Cuadro 1. Parámetros modales teóricos basados en el análisis de pequeña señal.

Modo	Valor propio	Frecuencia (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)	Tipo de modo
1	$-0.0817 \pm j2.6410$	0.4203	3.0920	Inter-área
2	$-0.1905 \pm j4.0621$	0.6465	4.6860	Inter-área
3	$-0.2364 \pm j6.0513$	0.9631	3.9040	Local

Identificación de parámetros modales

Mediante el uso de la metodología descrita en las secciones anteriores, las 16 mediciones ambiente de velocidad angular de los generadores son usadas y definidas como ω_i , donde i es el índice de la medición. Para cada una de las señales ambiente, su promedio es extraído, y entonces 100 retrasos en tiempo son seleccionados para llevar la auto-correlación y la correlación cruzada entre las 16 mediciones. Logrando así que 100 matrices de correlación sean obtenidas R_{ij} , las cuales son usadas para formar un tensor de tercer orden denotado por \mathcal{R} . A partir de este tensor de correlaciones \mathcal{R} , una descomposición de factores paralelos de rango tres es empleada para extraer las respuestas al impulso del sistema.

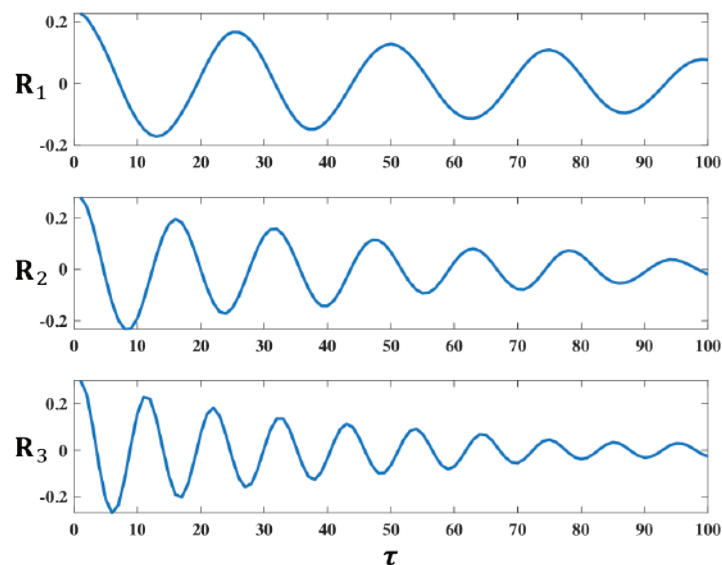


Figura 4. Respuestas al impulso del sistema de prueba.

En la figura 4 se muestran las respuestas al impulso extraídas por la descomposición de factores paralelos y como se puede observar, cada respuesta al impulso tiene un comportamiento oscilatorio dominante. Posteriormente, la frecuencia oscilatoria y la relación de amortiguamiento son estimadas para cada respuesta al impulso del sistema mediante el algoritmo ERA. Los resultados obtenidos de la estimación de los parámetros modales están dados en el cuadro 2, los cuales son consistentes con los parámetros modales teóricos de pequeña señal presentados en el cuadro 1.

Cuadro 2. Estimación de parámetros modales de las respuestas al impulso.

Respuesta al impulso	Parámetros modales	
	Frecuencia (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
R_1	0.4079	3.5956
R_2	0.6434	4.5269
R_3	0.9476	3.9225

Conclusiones

En años recientes, la aplicación de técnicas avanzadas de procesamiento de señales para el análisis de la información dinámica de mediciones de área amplia se ha vuelto cada vez más relevante. En este artículo, la técnica de excitación natural es extendida y mejorada con el fin de estimar modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia a partir de datos ambiente simulados. Esta técnica explota la correlación de los datos mediante correlaciones propias y cruzadas con el fin de construir un tensor de tercer orden y estimar las respuestas al impulso del SEP mediante la descomposición de factores paralelos. Una vez obtenidas dichas respuestas, la frecuencia oscilatoria y la relación del amortiguamiento son identificados por el algoritmo de realización de eigensystem. Los resultados del análisis de los datos ambiente simulados indican que la metodología propuesta, es bien apropiada para señales que tienen correlación y altos niveles de ruido. Además, el uso de una ventana deslizante permitiría que la técnica propuesta tenga un gran potencial para el monitoreo de los datos ambiente en los SEPs. Sin embargo, las causas que originan los datos ambiente (variaciones aleatorias pequeñas en cargas eléctricas del sistema y otras fluctuaciones aleatorias pequeñas) en los SEPs no pueden ser identificadas. En trabajos futuros, esperamos reportar la estimación de la excitación modal del SEP durante la operación ambiente.

Referencias

- [1] J. F. Hauer, D. J. Pal, D. J. Trudnowski, and J. G. DeSteele, "A perspective on wams analysis tools for tracking of oscillatory dynamics," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-10, Tampa, USA, June 2007.
- [2] J. W. Pierre, D. J. Trudnowski, and M. K. Donnelly, "Initial results in electromechanical mode identification from ambient data," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1245-1251, August 1997.
- [3] G. Rogers, *Power System Oscillations*, Kluwer Academic Publishers, USA, 2000.
- [4] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and their Applications*, Springer, USA, 2008.
- [5] R. W. Wies, J. W. Pierre, and D. J. Trudnowski, "Use of arma block processing for estimating stationary low-frequency electromechanical modes of power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 167-173, February 2003.
- [6] G. Liu and V. Venkatasubramanian, "Oscillation monitoring from ambient PMU measurements by frequency domain decomposition," *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, pp. 2821-2824, Seattle, USA, May 2008.
- [7] J. Turunen, L. Haarla, and T. Rauhala, "Performance of wavelet-based damping estimation method under ambient conditions," *IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VIII*, Rio de Janeiro, Brazil, August 2010.
- [8] L. Vanfretti, L. Dosiek, J. W. Pierre, D. Trudnowski, J. H. Chow, R. Garca-Valle, and U. Aliyu, "Application of ambient analysis techniques for the estimation of electromechanical oscillations from measured PMU data in four different power systems," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 4, pp. 1640-1656, May 2011.
- [9] M. Larsson and D. S. Laila, "Monitoring of inter-area oscillations under ambient conditions using subspace identification," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-6, Calgary, Canada, July 2009.



- [10] J. Thambirajah, N. F. Thornhill, and B. C. Pal, "A multivariate approach towards inter-area oscillation damping under ambient conditions via independent component analysis and random decrement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 315-322, February 2011.
- [11] J. M. Seppänen, L. C. Haarla, and J. Turunen, "Modal analysis of power systems with eigendecomposition of multivariate autoregressive models," *IEEE PowerTech*, pp. 1-6, Grenoble, France, June 2013.
- [12] S. A. N. Sarmadi and V. Venkatasubramanian, "Electromechanical mode estimation using recursive adaptive stochastic subspace identification," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 349-358, January 2014.
- [13] J. M. Seppänen, J. Turunen, M. Koivisto, N. Kishor, and L. C. Haarla, "Modal analysis of power systems through natural excitation technique," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1642-1652, July 2014.
- [14] P. Zhang, X. Wang, X. Wang, and J. S. Thorp, "Synchronized measurement based estimation of inter-area electromechanical modes using the Ibrahim time domain method," *Electric Power Systems Research*, vol. 111, pp. 85-95, March 2014.
- [15] J. M. Seppänen, J. Turunen, M. Koivisto, and L. C. Haarla, "Measurement based analysis of electromechanical modes with second order blind identification," *Electric Power Systems Research*, vol. 121, pp. 67-76, April 2015.
- [16] P. Zhang, Y. Teng, X. Wang, and X. Wang, "Estimation of interarea electromechanical modes during ambient operation of the power systems using the RDT-ITD method," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 285-296, April 2015.
- [17] H. Khalilinia, and V. Venkatasubramanian, "Modal analysis of ambient PMU measurements using orthogonal wavelet bases," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2954-2962, November 2015.
- [18] S. You, J. Guo, G. Kou, Y. Liu, and Y. Liu, "Oscillation mode identification based on wide-area ambient measurements using multivariate empirical mode decomposition," *Electric Power Systems Research*, vol. 134, pp. 158-166, January 2016.
- [19] J. M. Caicedo, S. J. Dyke, and E. A. Johnson, "Natural excitation technique and eigensystem realization algorithm for phase I of the IASC-ASCE benchmark problem: simulated data," *Journal of Engineering Mechanics*, vol. 130, no. 1, pp. 49-60, January 2004.
- [20] J. N. Juang and R. S. Pappa, "An eigensystem realization algorithm for modal parameter identification and model reduction," *Journal of Guidance*, vol. 8, no. 5, pp. 620-627, October 1985.
- [21] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Education, USA, 1994.
- [22] J. Machowski, J. Bialek, and J. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, Wiley, U. K., 1997.
- [23] R. Bro, "PARAFAC: Tutorial and applications," *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, vol. 48, no. 2, pp. 149-171, October 1997.
- [24] G. Tomasi and R. Bro, "A comparison of algorithms for fitting the PARAFAC model," *Computational Statistics and Data Analysis*, vol. 50, no. 7, pp. 1700-1734, April 2006.

Challenges of Storage in Large Power Systems

Desafíos del Almacenamiento en Grandes Sistemas de Potencia

Gustavo A. Gómez-Ramírez¹, Carlos Meza²

Gómez-Ramírez, G.A; Meza, C. Challenges of storage in large power systems. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 95-105.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6016>



- 1 Insituto Tecnológico de Costa Rica. Escuela de Ingeniería Electromecánica. Correo electrónico: ggomez@tec.ac.cr
- 2 Insituto Tecnológico de Costa Rica. Escuela de Ingeniería Electrónica. Correo electrónico: cmeza@tec.ac.cr



Keywords

Power system planning; voltage stability; energy storage; voltage control; BEES.

Abstract

Fossil fuel-based electric generation is a major contributor to air pollution in the world. In this regard, storage is viable, especially if it is combined with solar energy and wind generation. Storage also represents a significant challenge for the traditional criteria for planning the power system, which is generated with hydro and non-renewable generation as it is in Central America. This article reviews topics such as loadability, frequency regulation, control, stability, economic issues, reliability, harmonics, and power quality and resilience applied to power systems using storage. It presents a ETAP simulation to analyze voltage profiles considering storage for the El Salvador Power System (ESPS). The result significantly contributes to enhancing the voltage profiles and voltage regulation after failure. Opportunities also arise when storage is considered potential ancillary service providers that can help to stabilize the grid under a faulty situation or mitigate the power generation variability of non-traditional renewable power sources such as wind and solar energy in Central America Power System. The present paper provides an overview of the significant challenges of storage to large power systems.

Palabras clave

Planificación del sistema de potencia; estabilidad de tensión; almacenamiento de energía; control de tensión, BEES.

Resumen

La generación eléctrica basada en combustibles fósiles contribuye a la contaminación del aire en el mundo. En este sentido, el almacenamiento proporciona una posibilidad de reducir las emisiones especialmente si se combina con la energía solar y la generación eólica. El almacenamiento también representa un gran desafío para los criterios tradicionales de planificación del sistema eléctrico, que se genera con generación hidroeléctrica y no renovable como es el caso de Centroamérica. Este artículo revisa la literatura sobre la cargabilidad, regulación y control de frecuencia, estabilidad, aspectos económicos, confiabilidad, armónicos, calidad y resiliencia de la energía aplicada a los sistemas de energía. Presenta una simulación usando ETAP para analizar perfiles de tensión considerando el almacenamiento para el Sistema Eléctrico de El Salvador (ESPS). El resultado muestra una contribución significativa para mejorar los perfiles de tensión y la regulación posterior a una falla. También se identifican oportunidades para el almacenamiento se considera como posibles proveedores de servicios auxiliares que pueden ayudar a estabilizar la red en situaciones de falla o mitigar la variabilidad de generación de energía de fuentes de energía renovables no tradicionales como la energía eólica y solar en el Sistema Eléctrico de Centroamérica. El presente documento proporciona una descripción general de los principales desafíos del almacenamiento para los grandes sistemas de energía.

Introduction

Mass utilization of storage serves as an excellent opportunity to reduce air pollution. However, it also represents a challenge to increase the penetration of renewable generation like wind, PV, and marine energy sources. Storage can use electric vehicle batteries in two conditions: vehicle or batteries to grid (x2G) or grid to vehicle or batteries (G2x). The first condition can provide the stored electric power to the power grid, and the second condition consumes electric energy from

the grid. If storage interaction to the grid is intelligently managed, it could alleviate the intrinsic power generation variability of non-traditional renewable energy sources, which are substituting more expensive and pollutant power plants. For instance, if batteries are fully charged, they could supply active and reactive power in case of disturbances, and therefore, opportunities arise to enhance voltage, unbalance compensation, frequency regulation, and stability, among others. Several authors have analyzed the impact of EVs on the medium voltage power grid.

Take, for instance, the work of [1-3], where different aspects of the interaction of EV with the distribution grid are analyzed. The analysis in power system transmission is an opportunity to study electric vehicles EVs' interaction with other elements as intermittent and non-intermittent generation and storage. Similarly, long storage can use in Battery Energy Storage System (BESS), and investigation must focus on transmission and distribution planning to analyze the impact on the power grid. In addition, there are issues like resilience services, renewable generation penetration, deferring infrastructure additions, and increasing infrastructure utilization in ancillary services [17].

Nowadays, economic issues are considered to make decisions and give the most use of the transmission and distribution grid. Incorporating storage can support the stability as proposed by Du et al. [25] or enhance the intermittency generation as Gaunt analyzes in [22], whatever case it is necessary to consider the cost-benefit analysis [18]. Is it possible to increase the renewable generation penetration as wind, marine, and PV in combination with storage to delay the grid investment maintaining low cost, the operation and reliability conditions in a resilience power grid?

The present paper analyses the main challenges and opportunities of storage integration in the power system and shows the benefits of its use. Section 2 makes a review of the central literature. Later, the main techniques used for improving the power system's conditions are presented. Section 4 and 5 analyze a case study of El Salvador power grid and discussion. Finally, the main challenges of storage integrating with large power systems are listed.

Literature Review

Loadability refers to the transformer and transmission line capability under operating conditions. Mass storage integration in G2x or x2G conditions or loads can affect loadability in large power systems. Nevertheless, storage can reduce loadability if collocated in distributed generation and not in concentrated generation. Storage can be the way to reduce transmission congestion and increase capacities and behavior voltage regulation [17,23]. To determine the limits of the power system element, a suitable and accurate load model for electric vehicles batteries of storage is required. For instance, hybrid vehicles have been modeled as loads of constant power demand, constant current demand, and constant impedance demand [4]. The load model of EV is essential when analyzing large power system, given that constant current demand (I) yield instabilities. At the same time, constant power demand may permit higher penetration in the power system [9].

The huge loadability can produce problems in frequency behavior, stability, voltage regulation. For this reason, the biggest challenge is to establish a model with adequate precision because it requires real analysis in the power grid. Intermittent generation, EVs penetration could establish the need for maximum regulation of generators. Additionally, distributed grid requires Automatic Generation Controller to improve frequency regulation considering intermittent and non-intermittent generation [5,8]. Control schemes to improve the stability with EV penetration due to the various loading and unloading cycles [6] have been a solution in small grids. Nonetheless, Automatic Voltage Regulator (AVR) and Governors could supply voltage and frequency

regulation if their setting responds adequately in large power systems for short and mid-term disturbances. On the other hand, Qazi proposes a power system frequency regulation using hybrid storage [20] as a supercapacitor. However, nowadays, considering the EVs to enhance the grid conditions is not possible due to the economic implications, as indicated by Sharma in [21] when analyzing BEES to provide support services.

The impact of EVs' batteries on distribution networks has been studied in x2G condition [1]; the emphasis has been on developing and establishing a mathematical model for evaluating voltage stability. Traditionally, faults are modeled to analyze transient and voltage stability with defined penetration [6]. Eigenvalue analysis has been calculated in oscillatory conditions [7]. Transient voltage stability of micro and isolated networks has been analyzed with criteria of equal areas.

Notwithstanding, sizable EVs' batteries penetration must study in real conditions (transmission grids) to a large power system because control and regulation and loadability combination is primordial, especially if the power system has intermittent generation. Therefore, EVs integration has been considered into power system and the technical operation is analyzed in [8] where some benefits and impacts are discussed.

The administration of energy is an interesting option to manage EVs' charging. This topic presents high opportunities if the management of storage and EVs [8] could be quantified and establish energy sales rates. Finally, the way must focus on using storage in reliability and resilience enhancement [17] and allow a lot of renewable energy penetration [19,24] to support power systems.

Gómez et al. [27] propose the integration of storage in Central American Power Grid to take advantage of generation exceeds. Storage is a real opportunity to reduce the Fossil fuel-based electric generation of the region. The Central American generation is mainly based on hydro generation (39.6%), and the non-Renewable generation is 33.96%, which can potentially be replaced with storage. The other 25% of the power mix is wind, solar and geothermal energies [26]. Therefore, there is an opportunity to use the storage to improve the power system's conditions, stability, and security if the management is suitable and appropriate. In this way, the biggest hydropower plants can contribute to the power regulation to permit a considerable penetration of wind and solar energy combined with storage.

Techniques to enhance power system conditions

Nowadays, technology is producing faster chargers, which has an essential impact on loadability. Stability conditions can be affected if the relationship between demand and generation is broken. Similarly, discharge's use state (x2G conditions) could improve the power stability if planned appropriately.

Power system condition and operation improvement

Storage can support the power stability in the discharge state, and for example, Figure 1 shows the power contribution of discharge conditions according to the battery's type. Depending on the disturbance, discharge time could improve the stability if power systems' planners make good decisions in its use, e.g., strategic installations in diverse points of power system because the disturbance should be studied and valued previously. Thus, active power support in emergency conditions. Another issue to consider after disturbance is the resilience of the power system.

In a small-signal stability problem, it is necessary to identify factors that influence it and the adjustment of AVR, Power System Stabilizer (PSS), and power system controls to increase the damping torque of generators. Local or global oscillations yield the situations mentioned above. Nevertheless, some changes of generation and load can be compensated for storage station

because Li-ion batteries can discharge in a few minutes, and storage can supply active power in small disturbances. Therefore, storage can be an essential option to reduce disturbances in the power grid transient stability.

Before the loss of generation, large load, line transmission, power batteries can maintain synchronism in several conditions. This disturbance can produce an angular separation between machines that can consider 2 to 3 seconds after disturbance and depending on time e.g. short, mid, or long term. At this time, storage will supply the power required in discharge condition. Li-ion and flows batteries can dovetail to requirement. Frequency stability can be affected by changes in unbalance of demand and generation. Contingency conditions as a lost generation, batteries can supply power in minutes while grid reconfigures and reestablish it after disturbance. In this case, it is necessary to have a fast mechanism to transfer power to the grid not to affect operating conditions.

On the other hand, if a high penetration (G2x conditions) occurs in the short term, the power system can be affected in frequency stability, especially in x2G conditions. Voltage stability should be studied since it is a local problem in charging conditions. EVs' loadability must review, and its management could involve reactive compensation. The main problems with using batteries are time and cycles of discharge and charge because it reduces the lifetime of the batteries based on previous facts. Cost opportunities linked to maintaining stability are elevated. Researchers have an exciting field to analyze and study these issues and establish economic compensations and remunerations to batteries' owners.

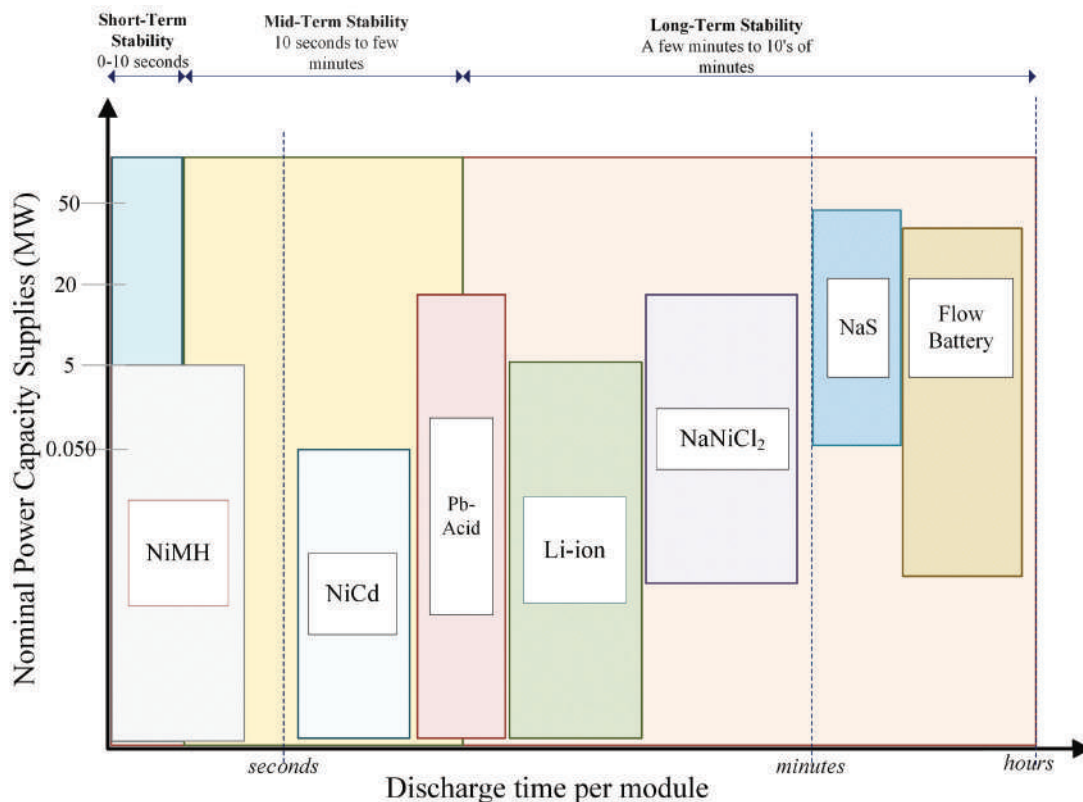


Figure 1. Different types of storages based on [20,13,16,15].

Load-Generation conditions improvement

Renewable intermittent is gaining ground in power grids, and it is replacing in a significant way the non-renewable energy as shown in figure 2. Renewable non-intermittent energy is constant because projects are built, and large power generators enhance stability conditions, especially in hydro generation (salient pole rotor construction). Renewable intermittent energy could require storage (back-up state) if existing intermittent conditions. Storage (massive penetration and generation conditions) could maintain operating states in disturbances conditions.

To safeguard the power system is the most crucial priority because the operator must maintain the power operating equilibrium under contingency operating conditions. An investigation must analyze and simulate non-renewable, intermittent, and non-intermittent generation conditions, including load and generation conditions for storage penetration in the real power systems case. Shimizukawa propose storage to mitigation of intermittency in a generation [24], and Weihua research about control strategy with storage [23].

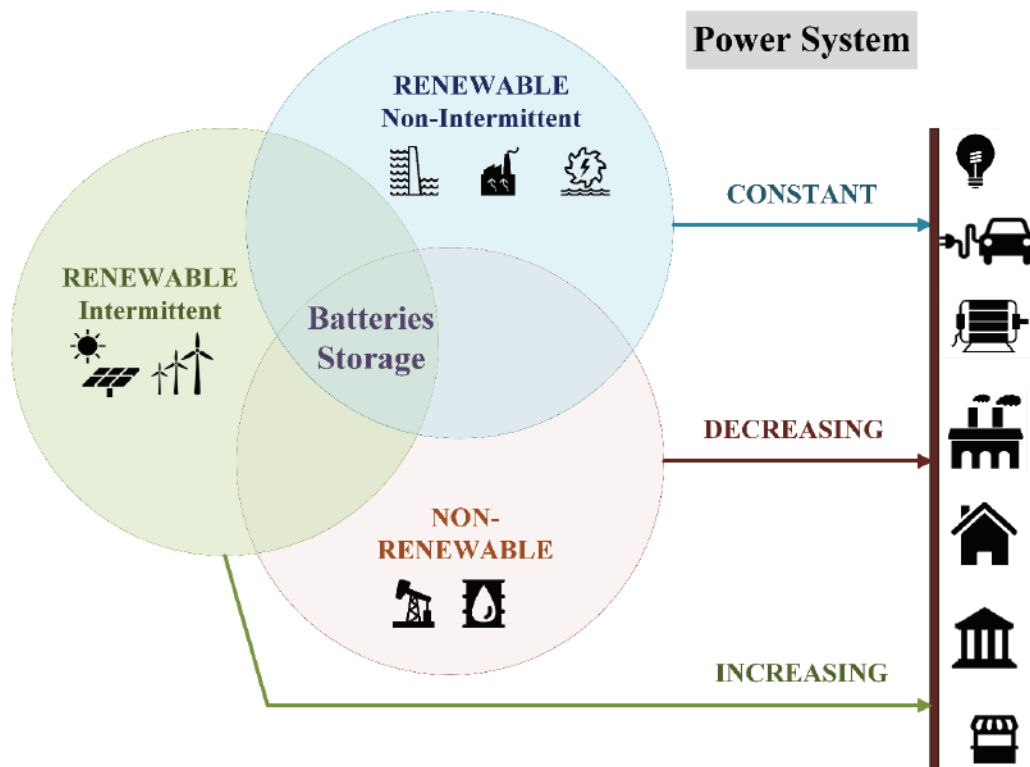


Figure 2. Future generation in power systems.

Case of study

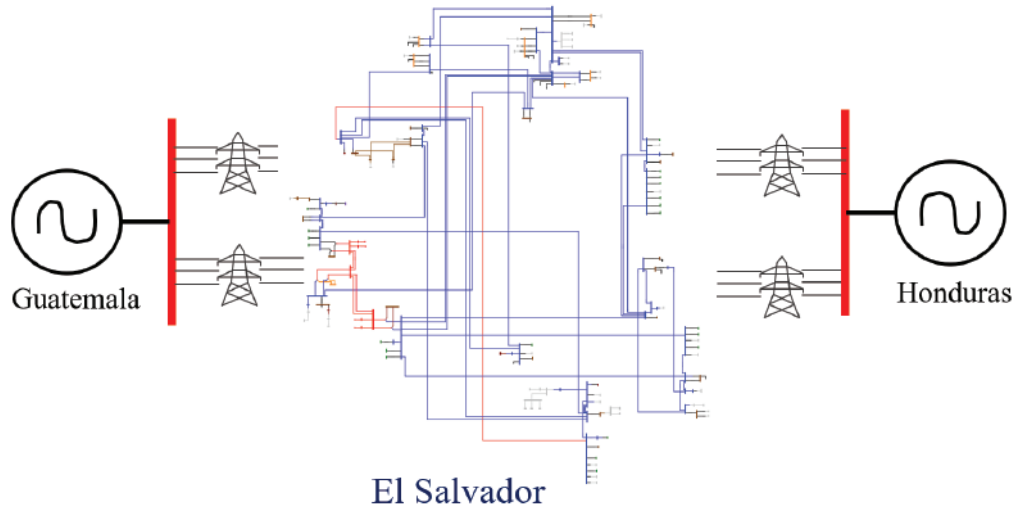


Figure 3. EPS simulated using ETAP.

The El Salvador Power System (ESPS) is inside Central America Electrical Market. México, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, and Panama are also members, and the countries are joined with a 230 kV line transmission. The maximum demand for ESPS was 1,044 MW, and the generation was 5,672 GWh in 2019. Renewable generation represents 69.81%, whereas Hydro is 26.84%. Losses in the transmission and distribution grid are around 13.5%. Typical voltages are 230, 115, and 69 kV in transmission and 13.8, 23, 34.5, and 46 kV in the distribution grid. There are about 6315 MVA installed in power transformers, and they have the second electricity penetration with 96.7% in 6.48 million people [26].

ESPS has four international interconnections with Honduras and Guatemala in 230 kV. Figure 3 shows El Salvador Power System modeled using ETAP (Electrical Transient Analyzer Program). If it considerate the historical transactions (energy imports and exports) within the Electrical Market of Central America, El Salvador has imported about 8458.6 GWh from 2014 to 2019, as shown in table 1. On average, ESPS requires installing storage in 131 MW. This storage can be administrated so that the renewable generation supplies the energy to use. Guatemala will come out of the Central American Electric Market in 2031, and storage can be an alternative to maintain operation and reliability. Thus, this condition will be simulated to improve the voltage regulation in ESPS.

Table 1. Historical Transactions.

Year	Imp GWh	Exp GWh	Potential Storage MW
2014	618.8	238.0	43.47
2015	981.4	82.2	102.64
2016	1212.2	224.0	112.80
2017	1729.1	143.8	180.97
2018	1968.3	209.1	200.82
2019	1948.8	656.7	147.5

Based in [26].

Scenario Simulated and results

A study transient stability analysis was simulated in winter scenarios. CENCE-ICE provided the information. Winter conditions are rainy; therefore, plant dispatches, especially renewable generation, and power flow change significantly in the region. Nevertheless, ESPS requires non-renewables generation to supply the energy necessities or to import energy from Guatemala, Costa Rica, or Panama. A single-phase fault in the transmission line was simulated between the buses 27171-27371 (Cerrón Grande Power Plant - Nejapa Power Plant in 115 kV) using ETAP. Before fault, the transmission line carries 94.6 MW. Single-phase failures represent 80% of the events in transmission systems due to overvoltage of external or internal origin, insulation failures due to humidity and corrosion, mechanical failures such as ruptured conductors, and animals on the line. For this reason, this simulation corresponds to a current event in the normal operation in power systems.

Due to short circuit failure (0.2s), the scenario simulated consists of a trip-in-line transmission (0.9s), and two cases were analyzed: without and with storage. In the case without storage, buses of 230 and 115 kV maintain high voltage levels during analysis. Later, in some cases, the voltage does not stabilize, while ESPS with storage shows safety conditions of operation. In this case, storage is used to improve the voltage profiles via energy storage from five sources into ESPS total 100 MW power storage. Previously it was shown that around 131 MW is required in storage. Storage is based on Li-Ion commercial batteries with a voltage of 799.2 VDC/480 VAC and a capacity of 2226 Ah. An energy storage management can control the balance of power and power flows into the grid for disturbance conditions. The storage must be collocated strategically in the grid.

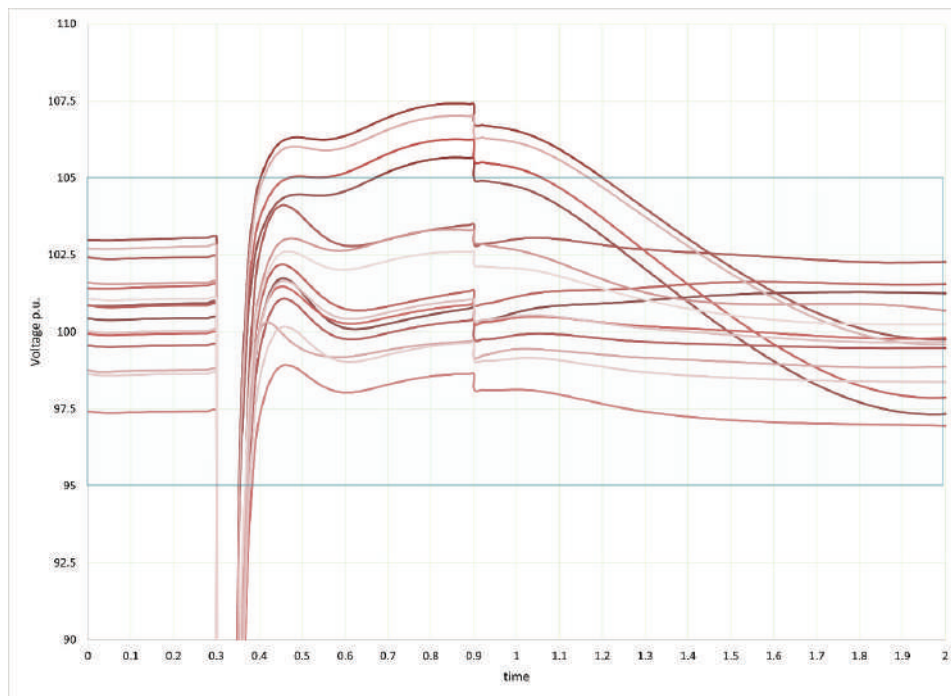


Figure 4. Failure simulated with storage.

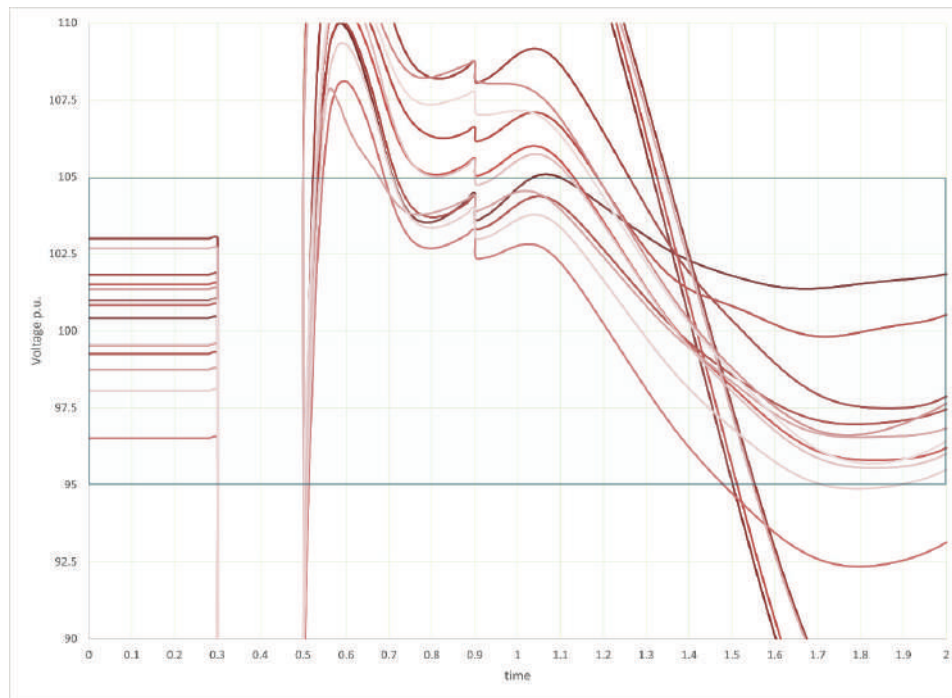


Figure 5. Failure simulated without storage.

Discussion

Figure 4 shows the ESPS modeled with five storage stations of 20 MW into the grid. The fault causes low voltage in most power system buses, as shown in figure 5. Some buses do not stabilize after 2 seconds, but the storage can enhance after disturbance. In both cases, voltage is elevated while a fault is present; however, storage contributes to voltage stability and regulation. The main problem is the vulnerability because when there is a huge generation of south (Panamá and Costa Rica) o North (Guatemala and México), and it produces an unbalanced condition of power, the disturbance can induce a blackout in the region, especially if it is not counted of high inertia in the generation.

The region has installed about 3129 MW in power plants larger than 100MW, contributing to power regulation of voltage or frequency. Nevertheless, problems associated with climate change have diminished generation capacities. High hydropower plants can integrate other renewable generation alternatives like wind, solar and marine generation using storage as a complement to minimize the variability of these sources.

Finally, as previously mentioned, Guatemala will come out of the Central American Electric Market. Therefore, the power planning of generation must focus on integrating non-traditional sources like wind, solar, and marine in combination with storage to reduce the impact of variability. This generation represented only 13 % in 2019. In addition, the growth must go hand in hand with transmission expansion to avoid voltage regulation and loadability problems.

Challenges

Storage brings new challenges and opportunities to power planning and operating; mainly, if its penetration is massive (x2G or G2x conditions). The main problems will affect power systems because power grids were not developed with actual necessities (especially in the transportation sector). Therefore, it is necessary to understand the behavior of load when it considers the effect

of load in frequency and voltage. Depending on the model used in load, it could obtain different results. The storage model will be challenging to research because day-to-day technology expands in range applications in size and scale [17, 14].

High penetration modeling will be an opportunity to develop knowledge in EVs' penetration behavior and planning or operating transmission and distribution grids strategies to maintain reliability. Real cases must be analyzed, and investigation could simulate existing situations, e.g., in massive penetration conditions with renewable generation, to evaluate multiple responses in small-signal, frequency, voltage, and transient stability. Some frequency control strategies [10] can be an exciting option to improve instabilities and develop control strategies to understate the impact of disturbance in the power system.

EVs penetration could produce harmonic pollution, mainly in distribution grids [10,3]. Nevertheless, current research must pay attention to power transmission, and the investigation should consider the effect of solar and wind penetration with storage [22]. Operation cost must be considered [18,12] for establishing conditions to storage penetration on the power system. Issues such as massive power installations with high working voltage are necessary to integrate storage into the grid and establish a new business in topics, especially ancillary services. Their use could delay investment times if distributed integration can be identified in transmission and distribution planning. Opportunities to reduce electricity costs can be studied.

Conclusions

Storage penetration presents challenges and opportunities in power systems applications. Future research should continue to simulate conditions with storage penetration and propose suitable solutions in the future. If loadability is analyzed, stability and harmonics studies could be essential to understand the impact on the grid. The economy and the power market will be the most significant challenges to customers and power system operators. Further analysis must consider high demand conditions to establish penetration limits. Storage can improve the operation under instability conditions and disturbances, but this issue could be costly.

Acknowledgement

The authors thank the Vice-rectory for research and extension and the Scholarship Office of the *Instituto Tecnológico de Costa Rica*. The authors also thank CENCE-ICE for helping in the doctoral research, CFS SISTEMAS S.A (exclusive representative of ETAP for Costa Rica), and ETAP for providing an academic license by supporting this project.

References

- [1] Chukwu, U. C. (2011). Assessment of the impact of V2G on the electric distribution network. Tennessee Technological University.
- [2] Xiong, J., Zhang, K., Guo, Y., & Su, W. (2015). Investigate the impacts of PEV charging facilities on integrated electric distribution system and electrified transportation system. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 1(2), 178-187.
- [3] Marah, B., Bhavanam, Y. R., Taylor, G. A., & Ekwue, A. O. (2016, September). Impact of electric vehicle charging systems on low voltage distribution networks. In 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC) (pp. 1-6). IEEE.
- [4] Islam, M. (2013). Analysis of the plug-in hybrid electric vehicle for the smart grid of Canada. *International journal of environmental studies*, 70(5), 733-743.
- [5] da Rocha Almeida, P. M. P. (2011). Impact of vehicle to grid in the power system dynamic behaviour (Doctoral dissertation, Universidade do Porto (Portugal)).

- [6] Mitra, P., & Venayagamoorthy, G. K. (2010). Wide area control for improving stability of a power system with plug-in electric vehicles. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(10), 1151-1163.
- [6] Wu, D., Chau, K. T., Liu, C., Gao, S., & Li, F. (2011). Transient stability analysis of SMES for smart grid with vehicle-to-grid operation. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 22(3), 5701105-5701105.
- [7] Dharmakeerthi, C. H., Mithulanathan, N., & Atputharajah, A. (2014, October). Development of dynamic EV load model for power system oscillatory stability studies. In *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)* (pp. 1-6). IEEE.
- [8] Lopes, J. A. P., Soares, F. J., & Almeida, P. M. R. (2010). Integration of electric vehicles in the electric power system. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 168-183.
- [9] Kundur, P. (2007). Power system stability. *Power system stability and control*, 7-1.
- [10] White, C. D., & Zhang, K. M. (2011). Using vehicle-to-grid technology for frequency regulation and peak-load reduction. *Journal of Power Sources*, 196(8), 3972-3980.
- [11] Yuan, K., Song, Y., Sun, C., Xue, Z., Wu, Z., Li, J., & Yuan, B. (2017, November). Harmonic characteristics of distributed generation and electric vehicle integrating to the grid. In *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)* (pp. 1-5). IEEE.
- [12] Kiviluoma, J., & Meibom, P. (2011). Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles. *Energy*, 36(3), 1758-1767.
- [13] Santillán Tituaña, A. (2016). Estudio de la incorporación de baterías en sistemas fotovoltaicos.
- [14] Goodenough, J B, Abruna, H D, & Buchanan, M V. Basic Research Needs for Electrical Energy Storage. Report of the Basic Energy Sciences Workshop on Electrical Energy Storage, April 2-4, 2007. United States.
- [15] Bistline, J., Cole, W., Damato, G., DeCarolis, J., Frazier, W., Linga, V., ... & Young, D. (2020). Energy storage in long-term system models: a review of considerations, best practices, and research needs. *Progress in Energy*, 2(3), 032001.
- [16] Dunn, B., Kamath, H., & Tarascon, J. M. (2011). Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science*, 334(6058), 928-935.
- [17] IEEE-PES. (2020). Energy Storage Opportunities and Research Needs. The Industry Technical Support Leadership Committee.
- [18] Sperstad, I. B., Istad, M., Sæle, H., Korpås, M., Oleinikova, I., Hänninen, S., ... & Marinelli, M. (2020, October). Cost-Benefit Analysis of Battery Energy Storage in Electric Power Grids: Research and Practices. In *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)* (pp. 314-318). IEEE.
- [19] Meneghetti, L. H., Carvalho, E. L., Carati, E. G., da Costa, J. P., de Oliveira Stein, C. M., & Cardoso, R. (2019, September). Energy Storage System for Programmable Dispatch of Photovoltaic Generation. In *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'19 ECCE Europe)* (pp. P-1). IEEE.
- [20] Qazi, H. S., Liu, N., & Ali, A. (2018, November). Power System Frequency Regulation using Hybrid Electrical Energy Storage System. In *2018 IEEE 2nd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)* (pp. 377-381). IEEE.
- [21] Sharma, N., & Sankar, S. (2018, September). Modeling and control of battery energy storage system for providing grid support services. In *2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC)* (pp. 1-5). IEEE.
- [22] Gaunt, C. T. (2017, September). Implications of renewable energy intermittency for power system supply planning. In *2017 IEEE AFRICON* (pp. 1095-1100). IEEE.
- [23] Weihua, L., Songqi, F., Weichun, G., & Zhiming, W. (2012, May). Research on the control strategy of large-scale wind power energy storage system. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies* (pp. 1-4). IEEE.
- [24] Shimizukawa, J., Iba, K., Hida, Y., & Yokoyama, R. (2010, August). Mitigation of intermittency of wind power generation using battery energy storage system. In *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010* (pp. 1-4). IEEE.
- [25] Du, W., Chen, Z., Wang, H. F., & Dunn, R. (2007, September). Energy storage systems applied in power system stability control. In *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference* (pp. 455-458). IEEE.
- [26] Rojas Navarrete, M. (2020). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2020.
- [27] Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., & Morales-Hernández, S. (2021). Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas. *Revista Tecnología En Marcha*, 34(3), Pág. 70–82. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352>



Uso de tecnologías disruptivas con BIM (Building Information Modelling)


The application of BIM (Building Information Modelling) with disruptive innovation

Leonardo Morales-Conejo¹

Morales-Conejo, L. Uso de tecnologías disruptivas con BIM (Building Information Modelling). *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 106-113.



<https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6017>

¹ Instituto Costarricense de Electricidad. Costa Rica.
Correo electrónico: lmoralesc@ice.go.cr
 <https://orcid.org/0000-0003-0804-8175>



Palabras clave

BIM; IoT; realidad aumentada; realidad virtual; big data; blockchain; gemelos digitales.

Resumen

El BIM (Building Information Modelling) es un método de trabajo cuya función es gestionar la información de un proyecto o activo por medio de una interface gráfica y documental. Este artículo se enfoca en hacer un repaso de algunas de las tecnologías disruptivas como IoT, Big Data, Realidad Aumentada, Realidad Virtual y Blockchain pueden complementarse con el uso del BIM con el fin de crear herramientas más poderosas y que permitan tener funcionalidades más dinámicas para el usuario final. Para tal fin, se ha investigado principalmente varias tesis de grado, artículos y publicación referentes al tema. Durante el desarrollo de este artículo se pudo observar como la combinación entre el método de trabajo BIM junto con el IoT nos permite la creación de gemelos digitales, la aplicación del Big Data nos ayuda a administrar la información de diferentes fuentes y finalmente como la realidad aumentada junto con la realidad virtual, nos lleva a observar cómo quedarán las obras construidas antes de que se haya iniciado el proceso de ejecución de la construcción. Si el uso de cada una de estas tecnologías nos brinda habilidades de gestión y manejo de información antes no sospechadas, con la combinación de las mismas nos lanzan a una nueva dimensión en el uso de los datos.

Keywords

BIM; IoT; augmented reality; virtual reality; big data; blockchain; digital twins.

Abstract

BIM (Building Information Modelling) work method's primary function is to manage information of a given project or asset, using a graphical interface enriched with additional information and documentation. The aim of this article is to review some of the disruptive innovations, such as IoT, Big Data, Augmented Reality, Virtual Reality, Blockchain and their potential to complement BIM; thus generating even more powerful dynamic tools to the end user. This article is based on several undergraduate thesis and publications related to the subject. This article concludes that combining BIM with IoT allows the creation of digital twins, the application of Big Data helps to manage information from different sources, and how augmented and virtual reality can illustrate the end result of a building project even before its construction ever starts. Each of these individual innovations provides better management of information on their own, and the combination of these with BIM can open new dimensions in data management.

Introducción

El término llamado cuarta revolución industrial es relativamente nuevo (2016), este fue mencionado por primera vez en el Foro Económico Mundial por Klaus Schwab [1] el cual establece que la fusión de las tecnologías hará que desaparezcan las fronteras entre lo físico y virtual por medio de la gestión de los datos en tiempo real creando aplicaciones inteligentes con el fin de optimizar la forma como se llevan los negocios y la vida en general.

La tendencia a la digitalización y al manejo de datos nos está llevando en una dirección vertiginosa de herramientas para la gestión de información. Los buscadores como Google, redes sociales como Facebook o Twitter, son grandes contenedores de información que



desencadenan en información relevante para los mercados, empresas y gobiernos. Estos datos procesados y analizados llevan la información a ser un elemento predictivo para ejecutar las acciones de una forma más asertiva y con menos riesgo.

Cuando hablamos del BIM el tema está íntegramente relacionado con la gestión de información. Actualmente estamos inmersos en la transformación digital que establece como uno de sus principios la automatización y la gestión de datos. Es aquí, donde el BIM como gestor de datos con una visualización gráfica puede potenciar sus funciones con las tecnologías disruptivas actuales como el IoT (Internet de las Cosas), Blockchain, realidad aumentada, realidad virtual y Big Data. Esta combinación de tecnologías nos llevará a un paso más allá de la gestión de la información. El objetivo de este artículo es demostrar cómo la combinación de estas herramientas nos pueden beneficiar en nuestro quehacer.

Para cumplir con el objetivo el artículo se divide en cuatro secciones para abordar cada uno de los temas y su compatibilidad con el método de trabajo BIM.

Materiales y métodos

El proceso de información se basó en fuentes secundarias como artículos, tesis de grado y publicaciones.

A pesar que este es un tema con tecnologías nuevas existe abundante información, pero no desarrollada desde el punto de vista del uso de las tecnologías en todo un ciclo de vida de un activo.

La información fue desglosada desde lo general a lo específico usando el método analítico-sintético en cada uno de los temas y posteriormente se realiza un análisis de los usos del BIM con cada una de estas tecnologías.

BIM y las tecnologías disruptivas

BIM y el IoT

Cuando un proyecto es concebido bajo el método de trabajo BIM, al final de la construcción se entrega un Modelo de Información del Activo (AIM por sus siglas en inglés) [5]. Este modelo tendrá dentro de su información todos los requerimientos del operador del activo necesarios y solicitados de manera previa al inicio de la construcción, con el fin de gestionar el activo en la etapa de operación y mantenimiento.

El AIM es un modelo digital con la información gráfica, alfanumérica y documental de las características, físicas y mecánicas de los equipos y materiales.

La información del AIM es un modelo digital que requiere de la interacción humana para realizar las modificaciones, si se hace un cambio en el modelo físico, se debe de hacer el cambio en el modelo digital.

Con el uso del IoT (internet de las cosas) permite que exista una interacción mayor entre el modelo digital y el modelo físico.

A diferencia de los datos de un AIM que son datos “estáticos” el IoT permite tener información en tiempo real, basado en la lectura de sus sensores y permitiendo controlar de una manera más eficiente el activo. Otra de las ventajas del uso del IoT en BIM es que al tener esta información disponible de manera inmediata esto nos permite comprender mejor los procesos que se presenten durante el ciclo de vida del activo, mejorando el mantenimiento y pasando de un mantenimiento correctivo a un mantenimiento preventivo. [2]

El tener la información tanto del modelo BIM (AIM) como el de los sensores de IoT, nos obliga a contar con un sistema que realice el análisis de la información y nos muestre mediante tableros resumen el estado de la estructura. [7]

Con el uso de la información se pueden hacer simulaciones de diferentes eventos que puedan presentarse durante la vida útil del activo y conocer de antemano como se pueden resolver esto nos lleva al mantenimiento predictivo.

La combinación del modelo BIM con el IoT nos llevan a tener un gemelo digital. Este es una representación que emula la realidad de la infraestructura. [3]

BIM y el Big Data

En la sección anterior, se hizo referencia a los datos tanto “estáticos” como en tiempo real, ambos generan una cantidad importante de datos que debe de ser ordenada y analizada con el fin de obtener información importante para la toma de decisiones con respecto al uso y desempeño de nuestros activos.

El BIM, como lo habíamos indicado es un gestor de información el cual es alimentado de forma constante en función de los eventos que se presenten durante su operación y mantenimiento. Si adicionalmente, además de tener un BIM tenemos un gemelo digital, los datos que provienen del modelo son numerosos y difíciles de administrar.

Es aquí donde entra el uso del Big Data. Esta herramienta, extrae tanto los datos estructurados como no estructurados, los transforma y los carga de tal manera que puede analizarlos de una forma ordenada.

En la teoría del Big Data existen varios valores importantes llamados las 5V, volumen, variedad, velocidad, valor y veracidad, estos valores permiten que los datos generen información de calidad, claro está al procesar una cantidad de datos masiva en periodos de tiempo cortos pueden existir algún margen de error. [10]

Los beneficios de realizar análisis con Big Data, es comprender la información en una abundante cantidad de datos, además, mejora la accesibilidad de información en diferentes niveles en la empresa, crea un mejor entendimiento del negocio y permite realizar predicciones en el manejo del activo, entre otras ventajas.

Al entender la información nos permite también tener el juicio de que información puede ser vista en función de los diferentes niveles de jerarquía en la organización, así mismo nos permite tener un criterio acerca de la seguridad y diseñar que niveles de información puede ser vista y por cuales jerarquías a nivel de la organización. [6]

BIM y la realidad virtual y realidad aumentada

Gracias a los modelos en BIM y sus dimensiones como la 3D, y 4D (cronograma) permite al usuario tener una experiencia inmersiva con el modelo permitiendo tener una experiencia entre la realidad y la virtualidad. Estas herramientas, han sido diseñadas para que nuestros modelos nos puedan dar información basados en una experiencia digital.

Realidad aumentada

La interacción entre la realidad y los modelos virtuales se pueden hacer presentes por medio de la realidad aumentada. La realidad aumentada es una visualización virtual sobre un elemento físico real. Esta interacción nos permite visualizar elementos antes que sean construidos en los entornos reales donde se va a construir, de igual manera permite por medio de una presentación



de una maqueta virtual, realizar visitas y conocer la obra en una escala menor a la real. [8] De estos modelos se puede extraer información referente a los materiales o especificaciones de los equipos en la misma maqueta virtual.

En etapas tempranas de la obra, tener una maqueta virtual es de gran ventaja en el momento de vender una idea o convencer a un ente de financiamiento ya que observar un modelo tridimensional, en el cual se pueda explorar es de fácil entendimiento a diferencia de un juego de planos en 2D.

Si se posee información civil, eléctrica o mecánica se puede escoger en la maqueta virtual que elementos observar por separado.

Otro en el proceso donde la realidad aumentada es de gran provecho es en la etapa de inspección donde superponemos el modelo virtual con la realidad. Se hacen coincidir los ejes de la obra en construcción y el modelo de realidad aumentada y se podrá observar el avance planificado contra el avance real por medio de una interacción gráfica, y de manera visual se pueden observar las diferencias y realizar las observaciones. [12]

Así mismo, la ubicación de tuberías, ductos, dentro de las paredes pueden ser localizados y revisados para su inspección. Este tipo de tecnología, también permite al constructor observar la obra antes de construirla y facilitar el entendimiento de los pasos a seguir, con el fin de disminuir errores y plazos en dicho proceso.

Al igual que en el uso de la realidad aumentada como maqueta virtual en la fase de inspección se puede observar los elementos eléctricos, civiles y mecánicos por separado, así mismo como las características de los materiales y especificaciones de los equipos.

Realidad virtual

A diferencia de la realidad aumentada la realidad virtual es una inmersión total en el modelo que permite tener una experiencia visual de cómo se verá cada elemento como si se estuviera en el sitio, esto hace que se puedan tomar decisiones y ajustes con la información visual. En este tipo de tecnología se puede evaluar elementos de ergonomía no solo para la persona, también para definir los espacios en función de las herramientas que se vayan a usar en proceso de operación y mantenimiento.

La realidad virtual ayuda al usuario a entender el entorno y el impacto que la obra va a tener en sus alrededores y facilitando la toma de decisiones antes de la construcción, ahorrando dinero antes de que este problema o cambio se presente. [9]

La relación de ambas tecnologías (BIM-Realidad virtual) es total y pueden ser tan inmersivas como lo permitan los accesorios que se usen, desde lo más básico como el uso del casco a el uso de guantes, controles y caminadoras, esto hace que la experiencia sea total.

BIM y el Blockchain

La tecnología del Blockchain ha aparecido desde el año 2008, cuando en la internet apareció un artículo que hacía referencia a un modelo descentralizado para hacer transacciones sin necesidad de pasar por un ente centralizador como un banco. La validación de la transacción sin este ente centralizador, se realizaba a través de cada uno de los participantes en el sistema de encadenamiento.

Posteriormente en el año de 2013 se realizan investigaciones y se demuestra que la lógica del Blockchain se puede aplicar en otros usos como contratos inteligentes (Smart Contracts).

Con la llegada del BIM y su gestión de la información por medio del Entorno Común de Datos (CDE por sus siglas en inglés) se observan varios usos que puede dar el Blockchain al método de trabajo BIM los cuales se presentarán a continuación. [11]

Uso del Blockchain en materiales y suministros usados en construcción

Durante el proceso constructivo existe un listado de materiales, equipos y suministros que se usarán en diferentes partes de la obra en diferentes momentos, por diferentes proveedores. Llevar el control de esta información es gigantesca. En muchas ocasiones, los materiales no llegan a tiempo, en cantidades diferentes a las establecidas o sin las especificaciones de calidad y tipo de material que se requiere.

El Blockchain tiene la capacidad de ayudar a la trazabilidad del material o equipo que se debe instalar. En este seguimiento se pueden establecer métricas que permitan conocer el origen del material, los tipos de certificación y el impacto potencial que puede tener en el ambiente.

Así mismo, el seguimiento de los materiales por medio de Blockchain se mantiene a lo largo de la vida útil del activo y en el momento de fin de su vida útil este puede ser identificado y cuantificado en la fase de demolición o desmantelamiento del activo y determinar que materiales son reciclables, cuales no y que materiales ameritan un cuidado especial por su impacto al ambiente.

La relación con el BIM radica que este control se puede llevar desde las especificaciones del modelo de cada una de las partes y realizar una co-relación entre el modelo y el Blockchain para garantizar que suministros o materiales se han usado, y cuales hacen falta, permitiendo una trazabilidad total durante todo el ciclo de vida del proyecto y el activo.

Uso del Blockchain en Entornos comunes de Datos

Los entornos comunes de datos es la forma como el método de trabajo BIM resuelve el uso de la información y garantiza que esté actualizada. Unos de los grandes beneficios del CDE es su sistema de carpetas con reglas para que se garantice la calidad de la información. [2] A diferencia de otros sistemas este centraliza la información en un solo sitio, con el fin de tener la trazabilidad del avance del trabajo, transparencia, y encontrar en un solo sitio las últimas versiones de los modelos.

Al ser centralizado se tiene el riesgo que la información se pierda por algún tipo de ataque o “hacking” y Este tema de seguridad toma relevancia si la información del ECD es de algún ente del gobierno o militar, no obstante, cualquier ataque crea una pérdida sin importar la importancia del proyecto.

El Blockchain permite tener copias de la información encriptada en cada uno de los interesados descentralizando el CDE, haciendo que la pérdida de información tenga una probabilidad muy baja o casi nula aumentando la confianza entre los interesados del proyecto.

Este tipo de soluciones tienen la desventaja del trasiego de grandes cantidades de información.

Uso del Blockchain en Contratos Inteligentes en el ciclo de vida del proyecto

El uso del Blockchain es de gran beneficio en la etapa de inversión de los proyectos, principalmente en la fase constructiva, es aquí donde los contratos inteligentes pueden agilizar varios elementos de control y seguimiento. Los contratos inteligente o Smart Contracts son programas informáticos que establecen una serie de condiciones que deben de ser cumplidas por las partes involucradas, cuando estas condiciones son totalmente satisfechas el programa ejecuta una acción, ya sea un pago, avance, alerta, etc.



En relación con el BIM los contratos inteligentes pueden determinar los avances de los modelos de tal manera que al cumplir con una serie de requisitos se ejecute una orden, para determinar un avance o pago por la tarea realizada, este tipo de elementos elimina una serie de pasos y permite que exista una fluidez en el trabajo.

En el proceso constructivo, se pueden hacer contratos inteligentes para definir las diferentes etapas de avance y pago al contratista por medio de un modelo BIM y la inspección en la obra que permita ya sea por mediciones directas o nubes de puntos determinar esos avances

Los contratos inteligentes al igual que la tecnología Blockchain de donde proviene son totalmente descentralizados

Conclusiones

Después de haber realizado un repaso por alguna de las tecnologías disruptivas y su relación con el BIM, se realizan las siguientes conclusiones:

- Con la llegada de la revolución 4.0, la forma de como trabajamos, como hacer negocios y como vivimos será cambiada por una fuerte experiencia digital que reducirá las fronteras entre las vivencias físicas y virtuales
- La tendencia de la transformación tecnológica en las diferentes tecnologías permite que estas sean compatibles y sumen sus capacidades en el momento que son combinadas.
- Al hacer una aplicación del IoT con el método de trabajo BIM, logramos que ambas tecnologías generen información tanto “estática” (dimensiones, materiales, propiedades físicas, especificaciones técnicas, etc.) como información en tiempo real, proveniente de los equipo y sensores, permitiendo tener dominio sobre el comportamiento y desempeño del activo.
- Se pueden crear gemelos digitales por medio de la combinación entre el BIM y el IoT, teniendo una réplica del activo físico en el ámbito virtual y favoreciendo la gestión del activo.
- Unido al uso de gemelos digitales, el procesamiento de información por medio de Big Data permite al operador del activo transformar gran cantidad de datos en información, útil para la operación y mantenimiento, generando un criterio fiable en la toma de decisiones.
- Cuando se usa la tecnología del Blockchain en BIM evita la pérdida de información producto a la descentralización de la información en los entornos comunes de datos
- Los Smart Contract ayudan a automatizar el seguimiento de los avances y pagos en el momento que se satisfagan los requisitos establecidos en el contrato, agilizando los complejos proceso de seguimiento y control,
- El seguimiento de los materiales y equipos durante todo el ciclo de vida del proyecto y del activo se puede manejar por medio de Blockchain con el beneficio de tener una trazabilidad del origen y clasificación de los materiales y suministros de acuerdo a los requerimientos establecidos en el alcance del proyecto y a las solicitudes de requerimiento del cliente.
- La desventaja del Blockchain es la cantidad de gasto en cómputo para procesar la información.
- Con la realidad aumentada permite realizar maquetas virtuales para presentaciones con información, o comparaciones entre modelos reales y modelos virtuales en escala 1:1 para fines de inspección.

- La realidad virtual permite una inmersión al 100% en el modelo, que ayuda a visualizar los posibles cambios y/o problemas antes que estos sucedan.

Referencias

- [1] A. Arch, R. Cortijo, E. Romero (2020, febrero) "La revolución digital de la energía hidroeléctrica en los países latinoamericanos" Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Nota técnica N° IBD-TN-01761.
- [2] A. Barrio (2018), "Internet de las Cosas" Universidad Carlos III de Madrid ISBN: 978-84-29-0-2038-0
- [3] E. Kim, Y. Cho, G. Kim (2018, noviembre) "Real Time Building Data collecting Using IoT and BIM" Conference: 2018 Asian Conference on Design and Engineering, <https://www.researchgate.net/publication/330564570>
- [4] INTECO (2020). "Organización y digitalización de la información sobre edificaciones e infraestructura, incluyendo modelado de la información (BIM). Gestión de la información con el uso del Modelado de la Información de la Construcción (BIM). Parte". Conceptos y principios. INTE/ISO 19650-1. San José, Costa Rica.
- [5] INTECO (2020). "Organización y digitalización de la información sobre edificaciones e infraestructura, incluyendo modelado de la información (BIM). Gestión de la información con el uso del Modelado de la Información de la Construcción (BIM). Parte 2" Fase de desarrollo de los activos. INTE/ISO 19650-2. San José, Costa Rica.
- [6] INTECO (2021). "Organización y digitalización de la información sobre edificaciones e infraestructura, incluyendo modelado de la información (BIM). Gestión de la información con el uso del Modelado de la Información de la Construcción (BIM). Parte 3" Fase de Operación de los activos. INTE/ISO 19650-3. San José, Costa Rica.
- [7] J. Muñoz, (2019) "Aplicación de un gemelo digital a un SCADA Industrial" Universitat Politècnica de València. Grado de ingeniería en Informática.
- [8] J. Santamaría, J. Mas (2017. Marzo) "BIM, realidad aumentada y técnicas holográficas aplicadas a la construcción." Anales de Edificación, vol 4, ISSN 24444-1309
- [9] M. Agudo (2020 enero) "Realidad Virtual y BIM: Inmersión en la Arquitectura" Universidad de Sevilla <https://www.researchgate.net/publication/338805762>
- [10] M. Toro, H. Laniado, (2019, enero) "Big Data: historia, definición, herramientas y aplicaciones en la industria" VIRTUAL PRO N°204. ISSN 1900-6241
- [11] R. Rivas (2019, junio) "Estudio del desarrollo de BIM en conjunto con el Blockchain en el sector de la construcción" Escola Politècnica Superior d Edificació de Barcelona, Trabajo final de Master.
- [12] S Heuser, W. Eyrich, M. Kokorus (2016 enero) " Smart Substation model-challenges in the development fo a Building Information Modeling (BIM) based software for substation design" CIGRE, Comité Nacional México, Paper 106

Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos

On-line monitoring of power transformers.
A critical review of temperature sensors,
oil moisture and dissolved gases

Santiago Salamanca¹, Alexander Céspedes², Guillermo Aponte³

Salamanca, S; Céspedes, A; Aponte, G. Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 114-125.

<https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6019>

- 1 Universidad del Valle. Colombia.
Correo electrónico: santiago.salamanca@correounivalle.edu.co
 <https://orcid.org/0000-0002-8640-3913>
- 2 Universidad del Valle. Colombia.
Correo electrónico: alexander.cespedes@correounivalle.edu.co
 <https://orcid.org/0000-0002-4038-6652>
- 3 Universidad del Valle. Colombia.
Correo electrónico: guillermo.aponte@correounivalle.edu.co
 <https://orcid.org/0000-0002-1811-5389>



Palabras clave

Revisión crítica; monitoreo en línea; sensor; transformador de potencia; análisis de gases disueltos; humedad del aceite; temperatura.

Resumen

Los transformadores de potencia son uno de los activos más importantes que conforman las redes eléctricas. Cuando uno de estos activos presenta una falla repentina que involucra la suspensión del suministro de electricidad a los centros de consumo, puede conllevar consecuencias críticas para el sistema de potencia. La mayoría de este tipo de fallas en el transformador, están relacionadas con altos niveles de temperatura, humedad o deterioro de su sistema de aislamiento.

Debido a lo anterior, durante las últimas décadas los sistemas de monitoreo en línea para transformadores de potencia han venido adquiriendo una mayor relevancia e integración a las redes y subestaciones eléctricas. En este trabajo se realiza una revisión crítica de tres de los sensores en línea más importantes para la operación y funcionamiento del transformador, como lo son: temperatura, humedad del aceite y gases disueltos.

Inicialmente, se realiza una introducción referente a la importancia del transformador de potencia y el concepto de monitoreo en línea. Luego, se presenta una breve descripción con los principales hitos históricos de dichos sensores al igual que algunos de sus aspectos técnicos generales. Además, se proponen algunos criterios de comparación y selección citando ejemplos y casos estadísticos de interés. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

Keywords

Critical review; online monitoring; sensor; power transformer; dissolved gas analysis; oil moisture; temperature.

Abstract

Power transformers are one of the most important assets that make up electrical networks. When one of these assets has a sudden failure that involves the suspension of electricity supply to consumption centers, it can have critical consequences for the power system. Most of these types of transformer failures are related to high levels of temperature, moisture or deterioration of its insulation system.

Due to the above, during the last decades online monitoring systems for power transformers have been acquiring greater relevance and integration to electrical networks and substations. In this work, a critical review of three of the most important online sensors for the operation and functioning of the transformer is carried out, such as: temperature, oil moisture and dissolved gases.

Initially, an introduction is made regarding the importance of the power transformer and the concept of online monitoring. Then, a brief description is presented with the main historical milestones of these sensors as well as some of their general technical aspects. In addition, some comparison and selection criteria are proposed, citing examples and statistical cases of interest. Finally, the conclusions and recommendations of the study are presented.

Introducción

Los transformadores son equipos importantes del sistema eléctrico de potencia, y debido a que su operación en la mayoría de los casos es permanente, representan un activo esencial para la red eléctrica. Por tanto, dicho elemento necesita ser monitoreado para garantizar su adecuado funcionamiento y prevenir posibles fallas, ya que esto implicaría consecuencias críticas como la pérdida de suministro de energía y repercusiones adicionales sobre los procesos productivos de las empresas o centros de servicios críticos como acueductos u hospitales. En adición, el transformador puede resultar dañado de manera parcial o total, produciendo un costo relevante por mantenimiento o adquisición de un nuevo equipo.

Debido a lo anterior, existen técnicas para determinar y predecir la condición de los transformadores de potencia, sin embargo, la mayoría de estas técnicas requieren desenergizar el equipo. Adicionalmente, el proceso de obtención e interpretación de los resultados no es inmediato, sino que toma un tiempo significativo desde su realización. Por otro lado, la alternativa del monitoreo en línea aparece como una opción conveniente y prometedora para mejorar la gestión de estos activos.

El objetivo principal de este trabajo consistió en realizar una revisión crítica de sensores en línea utilizados para el monitoreo de gases disueltos, humedad del aceite y temperatura de los transformadores de potencia. El documento inicia con la descripción de algunos conceptos fundamentales relacionados con los transformadores de potencia, las fallas a las que pueden estar sometidos y algunas de las técnicas de diagnóstico aplicadas. Luego, se revisan conceptos básicos del monitoreo en línea y los sensores bajo estudio, incluyendo sus principales características e hitos de desarrollo histórico. Más adelante, se realiza una discusión analítica basada en criterios propuestos para la comparación y selección de sensores en línea, enfatizando en algunos aspectos y casos estadísticos relevantes. Finalmente, se entregan las conclusiones del caso.

Fallas en los transformadores de potencia

El transformador de potencia es una máquina estática que introduce un acoplamiento mutuo entre circuitos eléctricos, permitiendo la transformación de niveles de tensión y de corriente por medio del principio de inducción electromagnética, manteniendo constantes los valores de frecuencia y de potencia. Además, es un elemento ampliamente utilizado en las diversas etapas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), desde la generación hasta la distribución, y representa uno de los activos más importantes de la red eléctrica.

Los esfuerzos mecánicos, eléctricos y magnéticos, junto con los procesos de funcionamiento del transformador, producen ciertos efectos inherentes que tienen una repercusión negativa en el estado del equipo, bien sea a corto, mediano o largo plazo. Según [1], por medio de reportes y trabajos previamente realizados, se crearon estadísticas tomando como muestra cierta cantidad de transformadores de potencia y se registraron las fallas más comunes presentadas en sus componentes durante su tiempo de funcionamiento. La figura 1 muestra los principales elementos del transformador de potencia y su respectivo porcentaje de fallas.

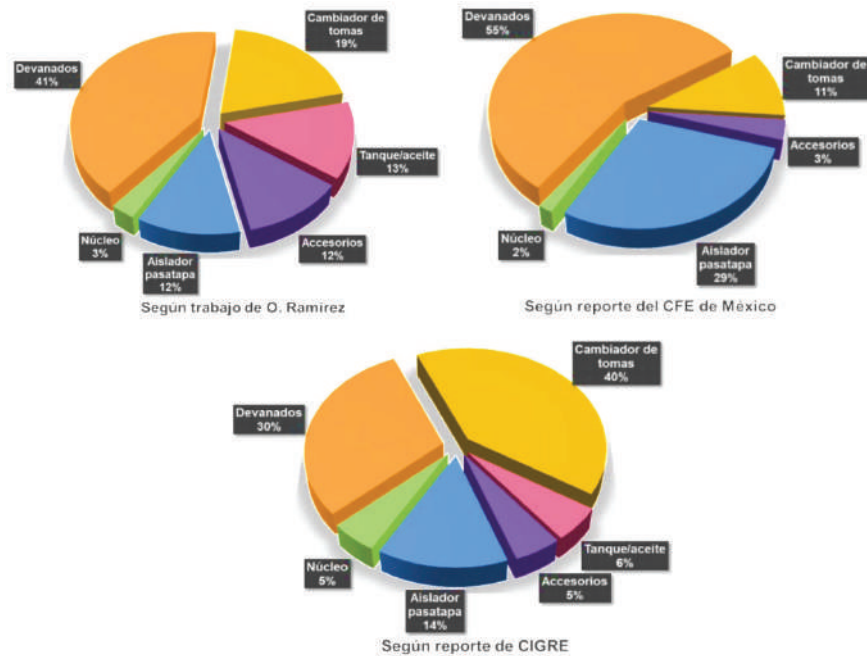


Figura 1. Principales elementos del transformador de potencia y su respectivo porcentaje de fallas. Fuente: adaptado de [1].

Como se observa en la figura 1, los reportes coinciden en que el sistema de devanados produce el mayor índice de fallas, seguido de componentes como el cambiador de tomas, los bujes (aislador pasatapa), el núcleo y el tanque.

Estos procesos de comparación permiten la creación de un sistema o base de datos que paulatinamente facilita posteriores análisis; de esta manera, la gestión y mantenimiento de los activos se convierte en una metodología más práctica y con un menor índice de error, detectando los elementos del transformador de potencia con mayores probabilidades de falla y permitiendo un monitoreo prioritario, pero sin descuidar los demás factores ni componentes operativos.

Efectos debidos al calentamiento y la humedad

La aparición de calor es una respuesta inherente en la funcionalidad del equipo; la temperatura aumenta progresivamente hasta alcanzar las condiciones de régimen permanente, punto en el cual permanece constante [2]. La elevación de la temperatura a valores que excedan los niveles de fabricación previamente establecidos, acelera la degradación de los materiales aislantes y, en consecuencia, acortan el período de vida útil del transformador.

Por ejemplo, para temperaturas entre los 300° C y los 700° C, el sistema de aislamiento conformado por el aceite y papel aislante comienza a carbonizarse, disminuyendo la capacidad de rigidez dieléctrica [3]; durante este escenario también se generan gases disueltos en el aceite. Otro parámetro importante y que impacta directamente en la confiabilidad del activo es la presencia de humedad en el aislamiento sólido y líquido. La humedad dentro del transformador busca el equilibrio térmico, circulando entre el sistema aislante, la celulosa y el aceite; esta circulación es dependiente de la temperatura a la que está sometido el transformador. Por ejemplo, si se tienen altas temperaturas, la humedad tiende a migrar del papel al aceite, y a bajas temperaturas ocurre lo contrario [4]. Al juntarse los parámetros de humedad y temperatura, se produce el fenómeno de generación de burbujas, que se representa a través de vapor de agua y liberación de gases dentro del transformador [5].

Uno de los efectos directos de la generación de burbujas está relacionado con la reducción de la rigidez dieléctrica del líquido aislante; en adición, la humedad acelera el proceso de envejecimiento de la celulosa y produce esfuerzos mecánicos que expanden los aislamientos; estos efectos en conjunto, incrementan las probabilidades de una falla [5]. Por otro lado, las sobrecargas que se prolongan en el tiempo aumentan aún más la temperatura, resultando en un mayor calentamiento del transformador. Adicionalmente, el tamaño del transformador es un factor proporcional al efecto que tienen las sobrecargas; entre mayor sea el tamaño del equipo, mayor es el impacto que tiene este fenómeno sobre el activo, debido a que las fuerzas de cortocircuito y las densidades de flujo de dispersión son mayores, y el proceso de localización de puntos calientes es más complejo [3].

Monitoreo en línea y diagnóstico de transformadores de potencia

Teniendo en cuenta las potenciales condiciones de falla anteriormente descritas, las técnicas para conocer el estado y la condición del transformador de potencia han evolucionado gradualmente durante el transcurso de los años. A pesar de que su aplicación implica un adecuado seguimiento de la operación del activo, la mayoría de ellas presentan como requerimiento principal, la desconexión del equipo de la red eléctrica. Esta acción trae como consecuencia la parada obligatoria de los procesos de producción o en su defecto, la necesidad de otro equipo disponible para sustituir temporalmente al transformador bajo estudio.

A través de la evolución tecnológica de las últimas décadas, se han encontrado formas de utilizar elementos que faciliten la medición de los parámetros sin la necesidad de desconectar el transformador. El monitoreo en línea es un proceso que permite conocer aspectos de la condición del transformador de forma continua; su principal ventaja radica en la medición periódica de ciertos parámetros del equipo, sin la necesidad de generar una desconexión de la red eléctrica.

La implementación de este tipo de monitoreo debe basarse en la vigilancia de los parámetros clave relacionados al activo, con el fin de presentar los datos concernientes a la variable bajo estudio para facilitar su interpretación y análisis, y así obtener una alerta temprana de posibles incidentes. Lograr esta premisa a nivel práctico representa una disminución en la probabilidad de fallas. Por ejemplo, el diagnóstico y prevención a tiempo de posibles fallas, junto con el seguimiento de la tendencia de las variables hacen parte de estrategias de mantenimiento basado en la condición (MBC) de los transformadores. La figura 2 muestra algunos de los objetivos de este tipo de mantenimiento.

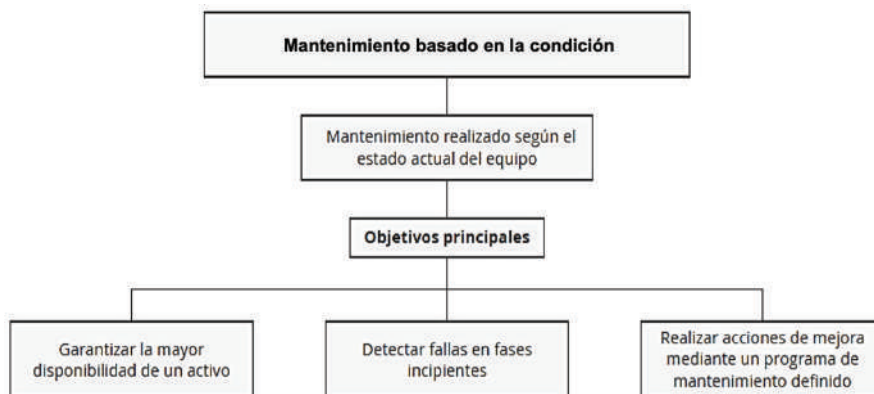


Figura 2. Objetivos fundamentales del mantenimiento basado en la condición para transformadores.

En términos generales, las ventajas del monitoreo en línea son resaltables, aunque existen limitantes como el hecho de que no todos los parámetros del transformador pueden ser medidos “en línea”. Debido a esto, uno de los pilares importantes para el rendimiento del monitoreo en línea es el modelado adecuado de parámetros asociados a los datos históricos del equipo y el uso de herramientas de tipo estadístico. El modelado de parámetros es un trabajo preciso y que va estrechamente relacionado a un ámbito económico y técnico [6].

Sensores en línea para transformadores de potencia

En esta sección se mencionaran algunos aspectos históricos claves y características básicas relevantes relacionadas con los sensores en línea bajo estudio y las técnicas de medición que estos utilizan.

Sensores de gases disueltos en aceite

El análisis periódico de gases disueltos en el aceite (DGA por sus siglas en inglés), es ampliamente utilizado para obtener información significativa sobre el estado del sistema de aislamiento de un transformador a partir de la interpretación de las concentraciones de gases. Por tanto, la aplicación del monitoreo en línea de gases disueltos reduce considerablemente el riesgo de no detectar posibles fallas a tiempo debido a los intervalos considerables de tiempo de muestreo del aceite en otras alternativas, como por ejemplo, el envío y análisis a un laboratorio [7]. Una de las características relevantes en el DGA, es que el comportamiento de gasificación tiende a ser único para cada transformador, pues la concentración de los gases dependerá de factores como la antigüedad, las condiciones de operación y las características internas; por tanto, el enfoque de estudio debe centrarse en las tendencias y tasas de cambio de los gases [8].

Los primeros indicios de este método se sitúan en la década de 1960 y numerosos estudios y experimentos se han realizado con la finalidad de perfeccionarlo a lo largo del tiempo [9]. En 1970, Dornenburg propone una técnica para diferenciar la naturaleza de las fallas y así establecer si su origen era térmico o eléctrico [10]. Más adelante, se determinó que la presencia de gases combustibles depende de la temperatura en el aceite del transformador; al presentarse una falla, la temperatura del transformador aumenta y, en consecuencia, se generan cierta cantidad de gases en la cuba del activo. Mediante este concepto, en el año de 1974, se establece la técnica de Gases Claves [10].

Cuatro años más tarde, en 1978, Rogers determina que la concentración de ciertos gases (etileno y acetileno) requieren de una temperatura elevada para generarse; igualmente, introduce nuevas relaciones entre las proporciones de gases [10]. Un tiempo después, importantes instituciones normativas como la IEEE y la IEC presentaron diversos estándares relacionados al análisis de los gases disueltos; en 1991 se publica el estándar C57.104.1991 “Guía para la interpretación de gases generados en transformadores inmersos en aceite”, así mismo, la IEC publica la guía IEC 60599 para la interpretación de los gases disueltos. Estas guías han tenido varias actualizaciones en los últimos veinte años [11].

En el año 2002, Duval interpreta los resultados de varios estudios basados en gases disueltos mediante métodos gráficos, estableciendo seis tipos de fallas principales según el tipo de gas generado. Esta técnica es conocida como el Triángulo de Duval [9]. En 2006, J.L. Ganesh reporta los datos experimentales de los efectos que tienen el arco eléctrico sobre la generación de gases disueltos y el líquido aislante del transformador [10].

Ya en el año 2010, se demuestra la compatibilidad y aplicabilidad del análisis de gases disueltos mediante sistemas de monitoreo en línea; además, se determina que la unión de esta técnica convencional y los beneficios que representa el monitoreo en línea permiten la

detección de hasta un 70% de las fallas más comunes en los transformadores de potencia [10]. Durante la última década, se han creado algunas metodologías para la validación de datos y funcionamiento de los monitores de DGA en línea [12]. En 2019, se desarrolló un estudio para determinar un sensor que realizara mediciones sin contacto; así, se estudió la detección de múltiples gases con sensores basados en el espectro de absorción láser de diodo sintonizable TDLAS [13], utilizando técnicas fisicoquímicas y ópticas.

Sensores de humedad en el aceite

Como se mencionó anteriormente, los niveles excesivos de humedad inciden en forma negativa sobre la operación del transformador, afectando principalmente la rigidez dieléctrica y la vida útil del aislamiento junto con la capacidad de carga dicho equipo.

A nivel histórico, se puede mencionar que en el año de 1935, el químico alemán Karl Fischer creó un método para determinar el contenido de agua y humedad en una muestra específica de aceite, conocido como el método de titulación de Karl Fischer (KFT), el cual es realizado en laboratorio. Con el paso del tiempo se ha determinado que este proceso de medición presenta ciertas limitaciones en su precisión y una probabilidad importante de contaminación de la muestra de aceite. Estas mismas limitaciones motivaron la búsqueda de nuevas tecnologías para el monitoreo de la humedad.

Varias décadas después, Oommen probó sensores de humedad capacitivos de película fina en el año de 1991 [14]. En dicho estudio, se determinó que este tipo de sensores respondían bien ante las variaciones de humedad y temperatura [15]. Adicionalmente, durante estos años, se proponen algunas tecnologías alternativas tales como sensores con sales higroscópicas, sensores psicrométricos y sensores basados en polímeros. En los últimos tiempos, los sensores de fibra óptica para medición en línea de humedad en el aceite han sido evaluados [16].

Algunos estudios relevantes en este sentido son los sensores de fibra óptica basados en un sistema de microcontroladores y algoritmos de redes neuronales artificiales ANN [17] y los sensores de fibra óptica basados en redes de Bragg FBG [18], entre otras tecnologías propuestas. En la Figura 3 se muestra un ejemplo de una línea de tiempo con los principales hitos en relación a la técnica de medición de humedad en el aceite.

Sensores de temperatura

El aumento de temperatura o el sobrecalentamiento puede causar fallas en el transformador. En la norma IEC-60076-7 [19], sección 7, se establece que *“la tasa de envejecimiento térmico es proporcional a la temperatura del punto caliente del devanado cada 6 °C aumenta el envejecimiento a base de hidrólisis por el doble”*.

Adicionalmente, los materiales aislantes pierden su resistencia mecánica debido a la exposición prolongada a altas temperaturas, provocando además posibles desgarros y desplazamientos del papel aislante, lo que aumenta las probabilidades de una falla dieléctrica prematura [20].

El impacto de la temperatura sobre la condición de los transformadores de potencia ha sido un fenómeno estudiado desde principios del siglo pasado. Varios organismos internacionales han venido desarrollando estándares donde se mencionan los efectos de las altas temperaturas y el punto caliente en los devanados del activo IEEE C57.91 de 1981 e IEC 60354 de 1991. En ese sentido, el método de medición directa de temperatura ha venido mostrando resultados positivos en comparación a la medición indirecta.

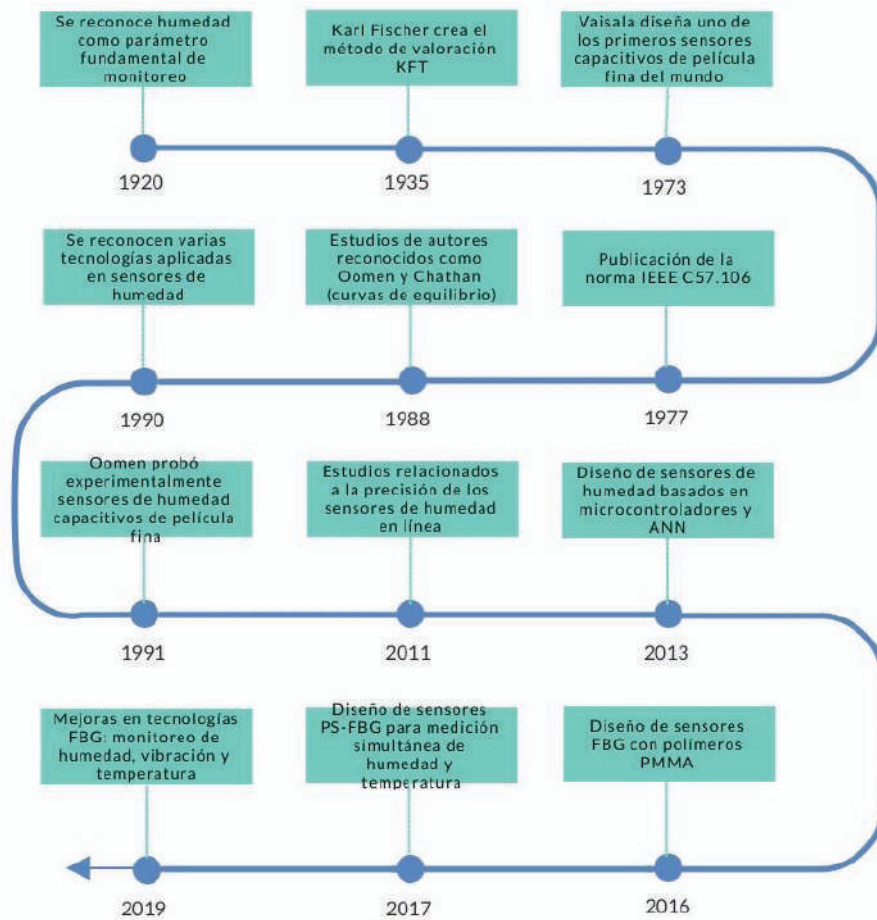


Figura 3. Línea de tiempo con los principales hitos de la medición de humedad en el aceite de transformador.

Dicho método consiste en la integración de sensores en el transformador para medir las temperaturas internas del equipo obteniendo resultados más confiables, al determinar el valor de temperatura en función del estado actual del transformador [21], y no basado únicamente en ecuaciones y modelos térmicos predeterminados [22]. Actualmente, la medición directa puede realizarse mediante señales eléctricas, infrarrojas y ópticas [23].

En concordancia a lo descrito anteriormente, los sensores de fibra óptica para la medición de temperatura han venido ganando popularidad durante los últimos 20 años [24], y han generado gran interés por su rápida respuesta de sensado y baja susceptibilidad a las perturbaciones externas. Sin embargo, desde el año 2018 se ha venido observando la degradación y envejecimiento acelerado en las fundas de la fibra óptica que se instalan dentro del transformador.

Este efecto se atribuye a la exposición continua a altas temperaturas y a las reacciones químicas, afectando la medición del sensor y contaminando el aislamiento líquido a causa del material residual debido al desgaste de las fundas. Es por ello, que últimamente se han venido liderando estudios para mejorar los recubrimientos de la fibra óptica, evaluando materiales más resistentes y sus tasas de envejecimiento térmico [25].

Discusión final

Luego de describir algunos de los hitos históricos y características más relevantes alrededor de las técnicas de diagnóstico y sensores en línea de DGA, humedad del aceite y temperatura, los autores consideran importante realizar una breve discusión teniendo en cuenta algunos criterios que pueden utilizarse para la comparación y selección de dichos sensores, tales como:

1. Tecnología utilizada: relaciona el tipo de tecnología de medición usada por el sensor.
2. Especificaciones de medida: basadas en el rango, la precisión y exactitud del sensor.
3. Especificaciones de comunicación: involucra los protocolos de comunicación e interfaces de usuario utilizadas por el sensor.
4. Especificaciones físicas: tiene que ver con las dimensiones, peso e índice de protección (IP) del sensor.
5. Especificaciones ambientales y de operación: tiene en cuenta características de temperatura ambiente, humedad relativa y régimen de trabajo soportables por el sensor.

Según los criterios anteriores, se pueden estudiar ciertos parámetros importantes en relación a cada sensor con el fin de garantizar la adecuada selección de los mismos según el caso del transformador a instrumentar. Por ejemplo, para los sensores de DGA las especificaciones relacionadas a la medición de gases de los monitores brinda un marco comparativo que puede facilitar la elección de uno sobre otro, en caso de que se requiera una precisión alta, un rango de detección elevado, o si se permite un margen de error para ciertas aplicaciones.

Entre los sensores de DGA revisados en este estudio (treinta en total), se encontró que todos los monitores de gas simple miden el hidrógeno, la mayoría incluyen la opción de medición de humedad en el aceite del transformador, y una menor cantidad incluye la medición del monóxido de carbono. Por otra parte, algunos de los sensores tienen disponible la medición de otros gases como el acetileno C_2H_2 y el etileno C_2H_4 .

Adicionalmente, se realizó el mismo estudio estadístico en los monitores multigas. La Figura 4 presenta los resultados de dicho estudio.

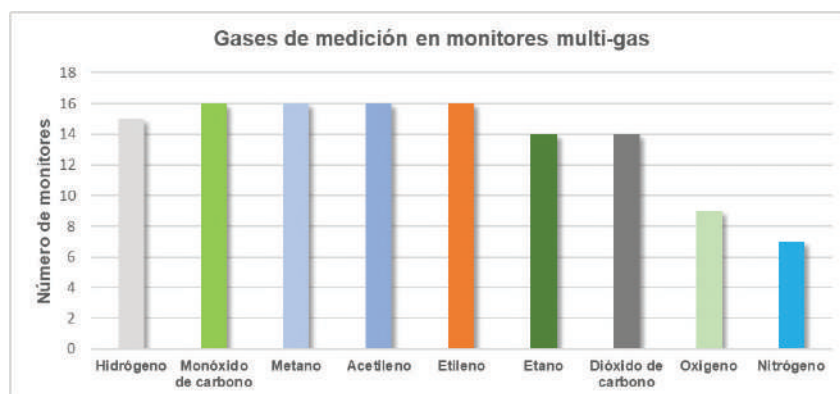


Figura 4. Gases típicos medidos en monitores DGA tipo multigas bajo estudio.

Otro ejemplo interesante encontrado, fue a nivel de los sensores de humedad del aceite, en donde al revisar las principales fichas técnicas, se observó que existe un protocolo de comunicación mayoritariamente aplicado entre la población bajo estudio. La Figura 5 contiene el comparativo estadístico.

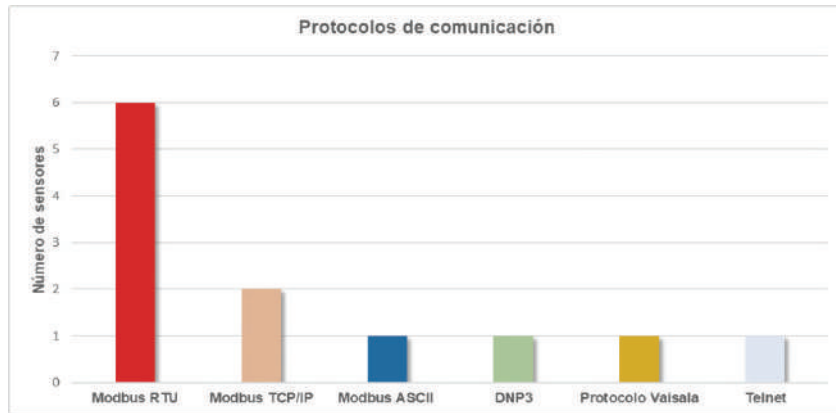


Figura 5. Protocolos de comunicación utilizados en monitores DGA tipo multigas bajo estudio.

Como se puede ver en la figura anterior, el protocolo Modbus RTU es el más aplicado entre la población de equipos para medición en línea de humedad en el aceite, y esto puede atribuirse a las características de dicho protocolo, el cual basa su funcionamiento en el intercambio de datos entre dos puntos. Su arquitectura de red está conformada por un equipo maestro y uno o más equipos esclavos; permitiendo una fácil integración de los dispositivos que lo usan en procesos industriales.

Por otro lado, una de las características relevantes a nivel de sensores de temperatura y que están relacionadas con el tipo de tecnología, en este caso fibra óptica, es el número de canales de medición utilizados. El número de canales de medición representa el número de sensores de fibra óptica que pueden utilizarse para monitorear la temperatura del transformador en cualquier punto. En este caso se incluyeron dentro del estudio siete equipos a nivel comercial, arrojando los resultados mostrados en la figura 6.

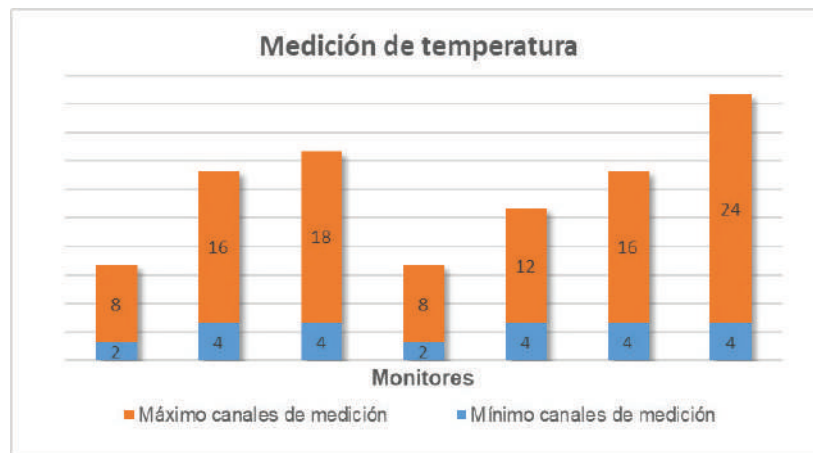


Figura 6. Número de canales de medición en los monitores de temperatura bajo estudio.

Como se observa en la figura 6, existen monitores con un mayor número máximo de canales que otros. Esta característica podría ser un punto decisivo de elección. Además, para ciertos casos de monitoreo, el número de canales de medición puede no ser un factor opcional, sino un requerimiento. Por ejemplo, los transformadores de potencia más grandes o con un mayor número de devanados, requieren, por obvias razones, de una mayor cantidad de sensores para cubrir una mayor área con el fin de estimar adecuadamente el modelo térmico del activo.

Finalmente, se podría pensar que la solución más adecuada es aquel sensor que tenga el mejor rendimiento y se destaque en la mayoría de criterios en el grupo de estudio. Por ejemplo, la adquisición de un sensor multigas avanzado, un sensor de humedad con precisión e índice de protección considerable o un monitor de temperatura con el máximo número de canales, rango de medida e interfaz de usuario amigable.

Sin embargo, es importante resaltar que a un nivel práctico, generalmente se tiene definido un presupuesto máximo para los procesos de mantenimiento del activo y, por tal motivo, no siempre es viable la alternativa que se considere más completa como la primera opción. Por tanto, es importante realizar al menos un proceso de selección preliminar que justifique los costos de inversión y garantice que, bajo las necesidades de cada usuario, se realice el monitoreo adecuado del transformador de potencia.

Conclusiones

Dentro de las estrategias de mantenimiento aplicadas a los transformadores de potencia, es importante tener en cuenta factores como la ubicación geográfica del activo, las condiciones operativas, su nivel de criticidad en la red eléctrica y el nivel de automatización y monitoreo que se requiere implementar en el mismo. Algunas de las principales técnicas para conocer la condición del transformador de potencia, ya han sido integradas a las tecnologías de medición en línea tales como análisis de gases disueltos, humedad del aceite y temperatura del transformador.

A través del recorrido histórico realizado, se puede apreciar que la integración en el tiempo de técnicas convencionales potencializadas con los beneficios que representa el monitoreo en línea, brindan como resultado herramientas más confiables y versátiles para el estudio de la condición del transformador de potencia. Además, existen características específicas en los sensores en línea que relacionan aspectos como la medición de parámetros, su comunicación, características físicas, de protección y límites ambientales y operativos, ofreciendo una mayor personalización y funcionalidad para aquellos sistemas que los integren.

En otras palabras, lo que puede apreciarse es que existe una mayor posibilidad de encontrar sensores en el mercado que se adecuen a las necesidades y requerimientos de los usuarios o empresas del sector eléctrico, lo que incentiva la aplicación de alternativas de monitoreo en línea en transformadores de potencia.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a la Universidad del Valle y al Grupo de Investigación en Alta Tensión (GRALTA) por su apoyo para el desarrollo y divulgación del presente estudio.

Referencias

- [1] R. Pérez, H. Torrez, E. Fernández, and S. Fernández, "Sistema de Monitoreo en Tiempo Real para el Diagnóstico de Transformadores de Potencia en una Empresa de Energía". *Lat. Am. Caribb. Conf.*, no. 2, p. 11, 2012.
- [2] J. Carcedo, "Aportaciones al estudio del envejecimiento de componentes dieléctricos en transformadores de potencia". Tesis de Grado. Universidad Carlos III de Madrid. Madrid, España. 2015.
- [3] R. SAIZ, "Análisis de la salud de una flota de transformadores industriales". Tesis de Grado. Universidad de Cantabria. Santander, España. 2017.
- [4] CIGRE Working Group A2.37. "Transformer Reliability Survey". Paris. Diciembre. 2015.

- [5] R. L. García, D. P. Noyola, A. G. López, and E. B. Ramírez. "Modelos para el monitoreo de transformadores de potencia en la red eléctrica inteligente : humedad y temperatura de generación de burbujas". Boletín IEE. pp. 3–10. México. 2013.
- [6] R. Guo, X. Yan, Q. Peng, Y. Cao, and H. Zhang, "Research of pre-warning and diagnosis for transformer based on on-line monitoring devices," IEEE 2013 Tencon - Spring, TENCONSpring 2013 - Conf. Proc., pp. 381–385, 2013, doi: 10.1109/TENCONSpring.2013.6584476.
- [7] D. Chu and A. Lux, "On-line monitoring of power transformers and components: A review of key parameters," Proc. - Electr. Insul. Conf. Electr. Manuf. Coil Wind. Conf. EEIC 1999, pp. 669–675, 1999, doi: 10.1109/EEIC.1999.826290.
- [8] P. Guy and B. Sparling, "Transformer asset life extension – When, why and how to apply continuous condition monitoring systems," IET Conf. Publ., vol. 2018, no. CP757, pp. 779–784, 2018, doi: 10.1049/cp.2018.1821.
- [9] V. Kirylychik Yevmenchik, "Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia. Propuestas de mejora". p.94.2017. <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/69380>.
- [10] J. T. Sarria-Arias, N. A. Guerrero-Bello, and E. Rivas-Trujillo, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing., vol. 23, no. 36, p. 105, 2014, doi: 10.19053/01211129.2716.
- [11] J.D. Zorrilla, "Revisión crítica de las técnicas usadas para el diagnóstico de la condición de transformadores de potencia,". Tesis de Grado, pp. 1–14 Universidad del Valle. Cali, Colombia. 2017.
- [12] Z. Zhou et al., "Validity Evaluation Method of DGA Monitoring Sensor in Power Transformer Based on Chaos Theory," Annu. Rep. - Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenomena, CEIDP, vol. 2018-October, pp. 402–405, 2018, doi: 10.1109/CEIDP.2018.8544854.
- [13] J. Jiang et al., "Multi-gas detection in power transformer oil based on tunable diode laser absorption spectrum," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 26, no. 1, pp. 153–161, 2019, doi: 10.1109/TDEI.2018.007535.
- [14] T. V. Oommen, "On-line moisture sensing in transformers". Proceedings of the 20th Electrical Electronics Insulation Conference, 1991, pp. 236-240, doi: 10.1109/EEIC.1991.162613.
- [15] T. K. Saha, "Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers". IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 10, no. 5, pp. 903–917, 2003, doi: 10.1109/TDEI.2003.1237337.
- [16] G. L. G. Pavan Kumar et al., "Modelling of Polymer Coated-based Optical Fiber Sensor for Moisture Measurement in Transformer Oil". ICECOS 2019 - 3rd Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Sci. Proceeding, pp. 45–50, 2019, doi: 10.1109/ICECOS47637.2019.8984502.
- [17] S. Laskar and S. Bordoloi, "Monitoring of Moisture in Transformer Oil Using Optical Fiber as Sensor". J. Photonics, vol. 2013, pp. 1–7, 2013, doi: 10.1155/2013/528478.
- [18] W. Zhang and D. J. Webb, "PMMA based optical fiber bragg grating for measuring moisture in transformer oil". IEEE Photonics Technol. Lett., vol. 28, no. 21, pp. 2427–2430, 2016, doi: 10.1109/LPT.2016.2598145.
- [19] IEC, "Loading guide for oil-immersed power transformers," IEC, Geneva, Standard IEC 60076-7, 2018.
- [20] IEEE. "IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components". IEEE Std C57.143-2012, vol., no., pp.1-83, 19 Dec. 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6387561.
- [21] W. G. Chen, J. Liu, Y. Y. Wang, L. M. Liang, J. B. Zhao, and Y. F. Yue, "The measuring method for internal temperature of power transformer based on FBG sensors," 2008 Int. Conf. High Volt. Eng. Appl. ICHVE 2008, pp. 672–676, 2008, doi: 10.1109/ICHVE.2008.4774024.
- [22] I. Hurezeanu, C. I. Nicola, D. Sacerdotianu, M. Nicola, A. M. Aciu, and M. C. Nitu, "Temperature control and monitoring system for power transformer windings using fiber optic sensors". 2016 Int. Symp. Fundam. Electr. Eng. ISFEE 2016, 2016, doi: 10.1109/ISFEE.2016.7803151.
- [23] X. Hou, Dan, ZHANG, W. HUANG, M. ZHENG, and S. YAO, "Oil-immersed transformer online hot spot temperature monitoring and accurate life losses calculation based on fiber Bragg grating sensor technology". Ciced, pp. 23–26, 2014.
- [24] P. Lu et al., "Real-Time Monitoring of Temperature Rises of Energized Transformer Cores with Distributed Optical Fiber Sensors," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 34, no. 4, pp. 1588–1598, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2912866.
- [25] Y. Liu, S. Jiang, X. Fan, and Y. Tian, "Effects of degraded optical fiber sheaths on thermal aging characteristics of transformer oil," Appl. Sci., vol. 8, no. 8, 2018, doi: 10.3390/app8081401.





Metodología para la evaluación de la condición de cambiadores de derivaciones bajo carga según su índice de salud

A methodology for assess the on-load tap changers condition according to their health index

Edgar Herney Cañar-Ramirez¹, Guillermo Aponte-Mayor²,
Andrés Felipe Cerón-Piamba³

Cañar-Ramirez, E.H; Aponte-Mayor, G; Cerón-Piamba, A.F.
Metodología para la evaluación de la condición de cambiadores de derivaciones bajo carga según su índice de salud. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 126-141.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6020>

- 1 Celsia Colombia S.A. Colombia.
Correo electrónico: edgar.canar@correounivalle.edu.co
 <https://orcid.org/0000-0002-1295-8780>
- 2 Universidad del Valle. Colombia.
Correo electrónico: guillermo.aponte@correounivalle.edu.co
 <https://orcid.org/0000-0002-1811-5389>
- 3 Universidad del Valle. Colombia.
Correo electrónico: andres.ceron@correounivalle.edu.co



Palabras clave

Cambiador de derivaciones bajo carga (OLTC); metodología; mantenimiento; gestión de activos; índice de salud; condición; clasificación; criterios de selección.

Resumen

En este trabajo se presenta una metodología para evaluar el cambiador de derivaciones bajo carga OLTC según su índice de salud, construida a partir del principio de funcionamiento y las características generales de este equipo. Dado que las intervenciones en estos equipos tradicionalmente han dependido de los historiales de mantenimiento y de fabricantes, con esta metodología se busca migrar al mantenimiento basado en la condición del equipo, optimizando las inversiones financieras y de personal, generando mayor confiabilidad en el sistema y obteniendo una mejor gestión de los activos. Para ello, inicialmente se identificaron los modos de falla que pueden presentarse, seleccionando así las pruebas que más aportan para un diagnóstico del OLTC, posteriormente se realizó el desarrollo de la metodología combinando de manera ponderada las pruebas y finalmente se integró esta metodología a la herramienta de estimación del índice de Salud de transformadores desarrollada por el Grupo de investigación en alta tensión de la Universidad del Valle GRALTA. La metodología desarrollada se validó con un caso de estudio.

Keywords

On-load tap changer (OLTC); methodology; maintenance; asset management; health index; condition; classification; selection criteria.

Abstract

This work presents a methodology to evaluate the OLTC on-load tap changer according to its health index, built from the operating principle and the general characteristics of this equipment. Given that interventions in this equipment have traditionally depended on maintenance and manufacturer records, this methodology seeks to migrate to maintenance based on the condition of the equipment, optimizing financial and personnel investments, generating greater reliability in the system and obtaining better asset management. To do this, initially the failure modes that may occur were identified, thus selecting the tests that most contribute to a diagnosis of OLTC, later the development of the methodology was carried out combining the tests in a weighted way and finally this methodology was integrated into the tool of estimation of the Transformer Health index developed by the High Voltage Research Group of the Universidad del Valle GRALTA. The methodology developed was validated with a case study.

Introducción

Los transformadores son parte fundamental en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), ya que son los encargados de transformar la energía eléctrica en diferentes niveles de tensión y corriente, logrando así que se reduzcan las pérdidas en la transmisión, desde los centros de generación hasta los centros de consumo. Existen más de 100.000 transformadores de potencia operando en Estados Unidos y alrededor de 400.000 en todo el mundo, de los cuales en Colombia se estima que hay aproximadamente 1000 en funcionamiento [1]. Dado que el costo de estos equipos puede llegar a representar hasta el 60% del total de inversión de una

subestación y que rara vez se dispone de un equipo de reserva para una contingencia, resulta trascendental conservar las condiciones normales de trabajo extendiendo así su vida útil, la cual está estimada en 40 años [1][2].

Según IEEE C57.140, el transformador se encuentra dividido en 9 sistemas: devanados, núcleo, pasatapas, tanque de enfriamiento, sistema conservador de aceite, refrigerador, cambiador de derivaciones bajo carga (OLTC), cambiador de derivaciones sin carga y tanque del transformador [3]oil reclamation, testing methods for the determination of remaining insulation (paper[1]. La gestión para el mantenimiento debe considerar todos los sistemas del transformador, incluyendo el cambiador de derivaciones, encargado de la regulación y control de los niveles de tensión y Su consideración es importante; ya que estudios realizados indican que por problemas en los OLTC, se generan entre el 20% y 40% de las fallas del transformador [1][4][5]Hydro-Québec's Research Institute (IREQ[6].

El Grupo de Investigación en Alta Tensión (GRALTA) de la Universidad del Valle, ha trabajado en estimación del IS del transformador, pero sin los OLTC de manera específica. Con este trabajo se propone una metodología para la evaluación de la condición del OLTC según su índice de salud, que puede integrarse a la herramienta de estimación del IS del transformador desarrollada por el grupo de investigación.

Antecedentes

Índice de salud como herramienta de diagnóstico de transformadores de potencia

El índice de salud es una herramienta que ha sido empleada a través del tiempo para conocer la condición de operación de diversos activos, en la cual principalmente se emplean técnicas combinatorias con reglas de lógica difusa o combinaciones lineales, para poder obtener un indicador de la condición de un equipo.

Anteriormente, las empresas basaban sus planes de mantenimiento preventivo en los números de operaciones, historiales de mantenimiento y cumplimiento de la vida útil de estos equipos, pero en la actualidad se prefieren técnicas que permitan tomar decisiones con base en la condición real de los equipos.

Las metodologías basadas en la condición permitan la integración de la mayor cantidad de pruebas, información cronológica, información técnica como número de operaciones, siendo esta una de las más eficientes desde una visión técnico-económica, ya que permite dar prioridad a los equipos que necesitan de la intervención de manera más oportuna y segura [1][4][5]Hydro-Québec's Research Institute (IREQ).

Los transformadores de potencia de alto voltaje están sujetos a diferentes tipos de mecanismos de degradación [7].

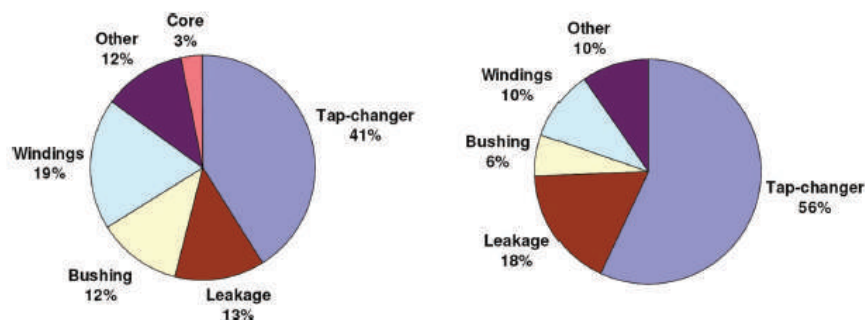


Figura 1. Repartición de fallas en el transformador de potencia. Fuente. Adaptado de [7].

Razones por las cuales es importante considerar al OLTC para obtener un índice de salud del transformador de potencia.

En la figura 2 se muestra el esquema de la herramienta para estimar el IS.

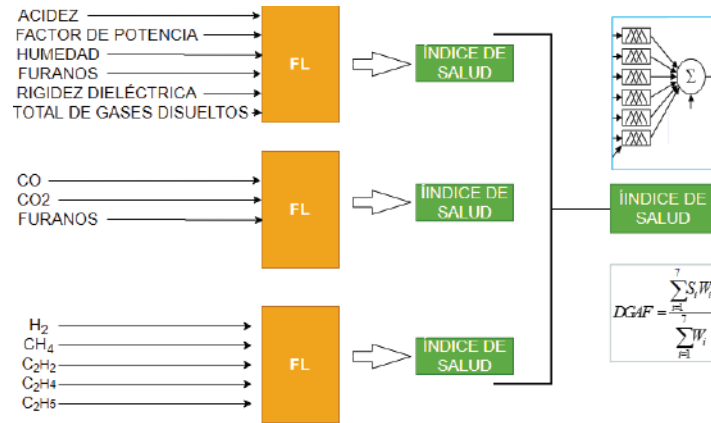


Figura 2. Obtención del índice de salud del transformador de potencia con la herramienta GRALTA. Fuente. Adaptado de [4].

Con el fin de lograr integrar la condición del OLTC al modelo presentado en la figura 2 se debe adicionar un módulo que evalúe las pruebas pertinentes para obtener un índice de salud del OLTC y así poderlo considerar al calcular la condición general del transformador, como se muestra en la figura 3.

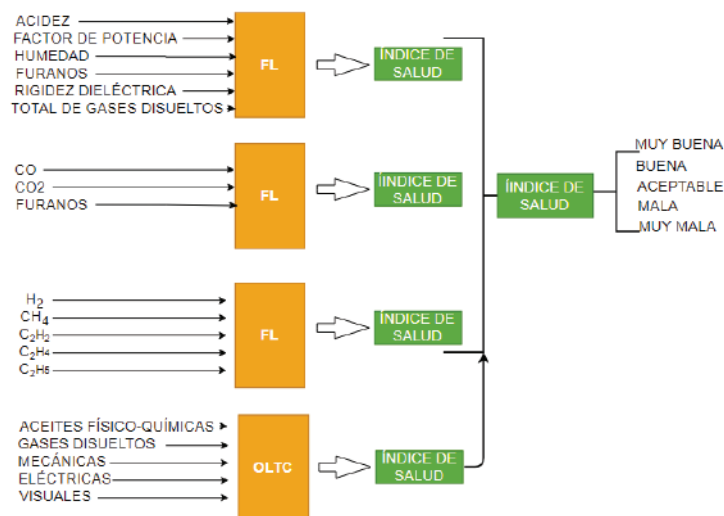


Figura 3. Adición del módulo del OLTC a las metodologías existentes.

Generalidades de los OLTC

El (OLTC) es una parte importante del transformador de potencia, y sus condiciones de funcionamiento están directamente relacionadas con la estabilidad y la seguridad del transformador y el (SEP). El OLTC es uno de los componentes del transformador con la tasa de falla más alta [4][5] Hydro-Québec's Research Institute (IREQ. Según las estadísticas, las fallas en el OLTC son básicamente mecánicas, térmicas y eléctricas, como contactos flojos los cuales desencadenan en altas temperaturas y arcos eléctricos que deterioran la calidad del medio

dieléctrico, mecanismos atascados, engranajes deslizantes y acción de rechazo [1][4][7][8]. En los últimos años, el análisis de gases disueltos en aceite y otras pruebas de líquido aislante se han utilizado como herramientas efectivas para detectar problemas en los OLTC. Se han desarrollado pautas y algoritmos específicos para evaluar los resultados del OLTC normales y anormales contribuyendo en la evaluación de la condición [1][9][10] [11][12][13].

Tipos de cambiadores de derivaciones bajo carga

Existen tres tipos principales de OLTC, estos son:

1. OLTC de tipo Resistivos con contactos de arco en aceite, normalmente son conectados en el lado de alta tensión, operan entre 5 milisegundos después de que da la orden de cambio de toma, comparte la cuba del transformador ver figura 4, cuentan con una resistencia de transición de alta potencia, usada para que no quede flotando el devanado principal en el cambio de toma.

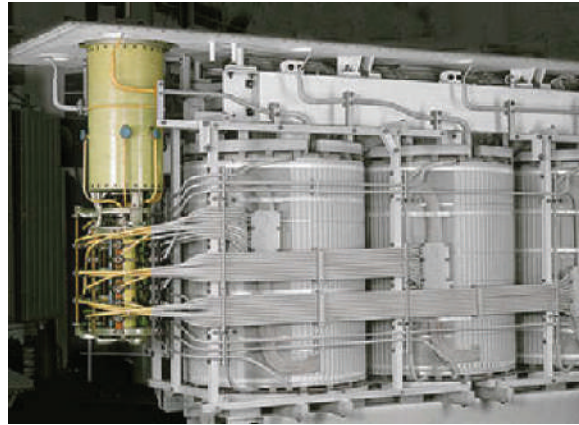


Figura 4. Disposición física del OLTC de tipo resistivo. Fuente. Adaptado de [14].

2. OLTC de tipo Reactivos con contactos de arco en aceite, conectados por el lado de baja tensión, no disipan tanta energía como las resistencias, diseñados para soportar la totalidad de la corriente de carga y la corriente circulante por largos periodos de tiempo, opera en una posición de puente entre terminales, mejorando la regulación, haciéndola más fina y duplicando las posiciones de servicio[15], tiene un compartimiento aparte del transformador ver figura 5.



Figura 5. Disposición física del OLTC de tipo reactivo. Fuente. Adaptado de [15].

3. Contactos de arco en una botella de vacío, con el paso del tiempo, la tecnología de conmutación de vacío se ha convertido en la tecnología predominante en subestaciones de media tensión y ha reemplazado la tecnología de aceite. Su superioridad sobre las

tecnologías de conmutación en los rangos de potencia baja y media se basa en una serie de características técnicas como la eliminación de subproductos de carbono, características de conmutación constantes o incluso mejoradas a lo largo de su vida útil, la alta tasa de condensación de vapor metálico prolongando la vida útil del contacto, baja resistencia de contacto, garantiza tiempos de arco cortos máximo un medio ciclo, [16] [17].

Pruebas, métodos de identificación de falla y programación de mantenimiento.

Pruebas

El uso de pruebas es cada vez más importante, ya que proporcionan datos para diagnosticar la condición de los aparatos eléctricos. Esta información se puede utilizar para detectar fallas incipientes, proporcionar una indicación de su gravedad e identifican tendencias de envejecimiento a largo plazo. En el entorno actual, donde las pruebas fuera de servicio de los aparatos no siempre son posibles, poder adquirir información en servicio, es una ventaja [17]. Las pruebas actualmente utilizadas se describen a continuación:

- Gases disueltos en el aceite (DGA).
- Comprobaciones de continuidad.
- Mediciones estáticas.
- Resistencias dinámicas.
- Corriente dinámica.
- Temperatura.
- Contenido de agua.
- Tensión de ruptura dieléctrica.
- Número de neutralización.
- Recuento de partículas y análisis cualitativo.
- Los metales totales en el aceite.
- Análisis vibroacústico.
- Desgaste de los contactos.
- Inspecciones visuales.

Métodos de identificación de falla y programación de mantenimiento



Figura 6. Métodos de identificación de fallas y programación de mantenimiento.

Metodologías para la evaluación de la condición de cambiadores de derivaciones bajo carga y criterios de selección

Existen diferentes metodologías que permiten conocer la condición de un equipo y estas se basan en pruebas técnicas, inspecciones visuales y condiciones de funcionamiento, pero cada una se diferencia por los métodos que se utilizan, número de pruebas e importancia que tienen las pruebas en el método. A continuación, se presentan las más conocidas para OLTC.

Cuadro 1. Metodologías utilizadas para evaluar los transformadores de potencia incluyendo el OLTC.

Metodologías para la evaluación de la condición del transformador de potencia basadas en índice de salud HI				
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	AUTOR	MÉTODO DE CÁLCULO	DIFERENCIAS
1	2008	Ali Naderian Jaromi	$HI = 60\% * \frac{\sum_{j=1}^{17} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{17} 4K_j} + 40\% * \frac{\sum_{j=18}^{20} K_j HIF_j}{\sum_{j=18}^{20} 4K_j}$	Usa 20 pruebas de las cuales 3 son del OLTC
2	2009	Ali Naderian Jaromi	$HI = 60\% * \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{21} 4K_j} + 40\% * \frac{\sum_{j=22}^{24} K_j HIF_j}{\sum_{j=22}^{24} 4K_j}$	Usa 24 pruebas de las cuales 3 son del OLTC, cambian los pesos asignados a cada prueba, también cambian pruebas
3	2012	G. Tanasescu, O. Dragomir	$HI = A_1 * \frac{\sum_{i=1}^{n-3} C_i D I_i}{\sum_{i=1}^{n-3} 4C_i} + A_2 * \frac{\sum_{i=-3}^n C_i D I_i}{\sum_{i=-3}^n 4C_i}$ $RL = EA (P = 50\%, \text{criterio de fin de vida}) - EA(t)$	Se establece el método general y la formulación matemática indica que solo serán 3 pruebas para el OLTC, las pruebas pueden ser seleccionadas por la metodología, además se trabaja con la vida útil restante
4	2012	Juthathip Haema	$\%HI = \left(0.6 * \frac{\sum_{j=1}^{17} (K_j * HIF_j)}{\sum_{j=1}^{17} HIF_{max} * K_j} + 0.4 * \frac{\sum_{j=18}^{21} (K_j * HIF_j)}{\sum_{j=18}^{21} 4 * K_j} \right) * 100$	Usa 21 pruebas de las cuales 4 son del OLTC, cambian los pesos asignados a cada prueba, también cambian pruebas y se adiciona una prueba al HI del OLTC
5	2013	J. Haema, R. Phadungthin	$\%HI = \left(0.6 * \frac{\sum_{j=1}^{17} (K_j * HIF_j)}{\sum_{j=1}^{17} HIF_{max} * K_j} + 0.4 * \frac{\sum_{j=18}^{21} (K_j * HIF_j)}{\sum_{j=18}^{21} 4 * K_j} \right) * 100$	Se trabaja con las mismas 21 pruebas asignadas a la metodología anterior, pero en este caso cambia el método de cálculo de la calidad del aceite
6	2014	M. Augusta Martins	$HI = \left(X\% * \frac{\sum_{j=1}^n (K_j * S_j)}{\sum_{j=1}^n 4K_j} + Y\% * \frac{\sum_{j=n+1}^z (K_j * S_j)}{\sum_{j=n+1}^z 4K_j} \right) * 100$	Esta metodología trabaja con 19 pruebas, 3 de ellas enfocadas en el OLTC, pero a diferencia de las demás se tiene en cuenta los contactos del cambiador, los pesos asignados a cada prueba cambian todos.

Fuente: Adaptado de [18][19][20][21][22][23].

Con base en la investigación realizada, se decidió seleccionar 2 metodologías ítem 5 y 6 de el cuadro 1, basadas en técnicas de combinación lineal o pesos ponderados, para hacer la evaluación del subsistema del OLTC.

Metodología para la evaluación de cambiadores de derivaciones bajo carga oltc sumergidos en aceite mineral

Con base en las 2 metodologías mencionadas, se procedió con la construcción de la metodología para estimar el IS del OLTC.

Pruebas para calcular el índice de salud del OLTC según la metodología planteada

Análisis de gases disueltos (DGA) en el aceite del OLTC

En el cuadro 2, se presenta el valor límite del factor de puntuación y ponderación para el DGA en el aceite del OLTC [22][23]. La puntuación se clasifica en seis niveles. El factor de puntuación y ponderación se calcula para obtener el factor DGA porcentual (% DGATF) [23], para esto se utiliza la ecuación (1).

$$\%DGATF = \frac{\sum_{i=1}^n S_i * W_i}{\sum_{i=1}^n (S_{maxi} * W_i)} * 100 \quad (1)$$

Cuadro 2. Factor de puntuación y ponderación de DGA.

GAS	PUNTUACIÓN (S_i)						W_i (1-5)
	1 BUENO	2	3	4	5	6 MALO	
$\frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_6}$	<0.5	N/A	N/A	N/A	N/A	≥ 0.5	4
$\frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{C_2H_2}$	< 2.0	N/A	N/A	N/A	N/A	≥ 2.0	4
$\frac{C_2H_4}{C_2H_2}$	< 1.0	N/A	N/A	N/A	N/A	≥ 1.0	4

Fuente: Adaptado de [22][23].

El HIF de %DGATF resultante se muestra en el cuadro 3, dando así una clasificación de los resultados obtenidos del cálculo matemático, con la cual, se puede realizar una clasificación de la importancia en la intervención que deba tener este equipo bajo prueba.

Cuadro 3. Comparación HIF con %DGATF para obtener una condición.

Factor HI (HIF)	Condición	Descripción	Color
4	Bueno	$DGATF \leq 25\%$	Verde
3	Aceptable	$26\% \leq DGATF \leq 40\%$	Azul
2	Regular	$41\% \leq DGATF \leq 60\%$	Amarillo
1	Malo	$61\% \leq DGATF \leq 80\%$	Naranja
0	Muy malo	$DGATF \geq 81\%$	Rojo

Fuente: Adaptado de [22][23].

Calidad del aceite en el OLTC

La evaluación de la calidad del aceite en el OLTC se realiza considerando tres pruebas de las presentadas a continuación, estas son: rigidez dieléctrica, contenido de agua y color, para cada prueba se tiene en cuenta el nivel de tensión de aplicación, en el cuadro 4, se puede observar que la separación de los GAP's en la prueba de rigidez dieléctrica es de 1 mm, los resultados se clasifican con una puntuación entre 1 y 4, siendo 1 bueno y 4 malo.

Cuadro 4. Pruebas para la evaluación general de la calidad del aceite.

Pruebas	Calidad del Aceite			Puntuación	W _i
	U ≤ 69 kV	69 kV < U < 230 kV	U ≥ 230 kV		
Rigidez dieléctrica ASTM D1816 Separación 1 mm	>46 44-46 42-44 < 42	>53 51-53 49-51 <49	>56 54-56 52-54 <52	1 = Bueno 2 3 4 = Malo	3
IFT	≥ 32 27-32 22-27 ≤ 22	> 40 32-40 25-32 ≤ 25	> 40 32-40 25-32 ≤ 25	1 = Bueno 2 3 4 = Malo	2
NN (Acidez)	≤ 0.05 0.05 – 0.1 0.1 – 0.2 ≥ 0.2	≤ 0.04 0.04 – 0.1 0.1 – 0.15 ≥ 0.15	≤ 0.03 0.03 – 0.07 0.07 – 0.1 ≥ 0.1	1 = Bueno 2 3 4 = Malo	1
Contenido de agua	≤ 25 25-30 30-35 > 35	≤ 15 15-20 20-25 >25	≤ 10 10-15 15-20 >20	1 = Bueno 2 3 4 = Malo	4
Color		≤1.5 1.5 – 2.0 2.0 – 2.5 ≥ 2.5		1 = Bueno 2 3 4 = Malo	2

Fuente. Adaptado de [22].

El factor de puntuación y ponderación encontrado con los datos de la cuadro 4, son utilizados para calcular el factor de calidad del aceite porcentual (% TOQF) usando la ecuación (2) y los límites se presentan a continuación en el cuadro 5.

$$\%TOQF = \frac{\sum_{i=RD}^{Color} (S_i * W_i)}{\sum_{i=RD}^{Color} (S_{maxi} * W_i)} * 100 \quad (2)$$

Cuadro 5. Factor de calidad del aceite porcentual %TOQF.

Factor HI (HIF)	Condición	Descripción	Color
4	Bueno	OQF/TOQF ≤ 25%	Verde
3	Aceptable	25% < OQF/TOQF ≤ 40%	Azul
2	Regular	40% < OQF/TOQF ≤ 60%	Amarillo
1	Malo	60% < OQF/TOQF ≤ 80%	Naranja
0	Muy malo	OQF/TOQF > 80%	Rojo

Fuente: Adaptado de [22].

Inspecciones visuales para evaluar el OLTC.

La inspección visual proporciona principalmente una evaluación externa semanal, mensual o anual. Se verifica el historial de carga, el escaneo térmico, la condición general externa y se examina el gabinete de control del OLTC, se necesita principalmente de la experiencia de un operador experto para dar un parte acertado de lo observado, por lo tanto, se sale del alcance de este trabajo. La mayoría de las fallas en cambiadores de derivación bajo carga se

manifiestan generando calor. Por lo tanto, midiendo la diferencia de temperatura entre la cuba principal y el tanque del OLTC, es posible detectar defectos en el cambiador [15]. La gravedad del sobrecalentamiento definida para las termografías se califica de la siguiente manera, considerando el exceso de temperatura, ver cuadro 6.

Cuadro 6. Gravedad del sobrecalentamiento según la variación de temperatura.

Gravedad del sobrecalentamiento	
Condición	Variación de Temperatura
Atención	0 - 9°C
Intermedio	10 - 20 °C
Grave	21 - 49 °C
Crítico	>50 °C

Fuente: Adaptado de [8][15].

Evaluación de la condición de los contactos del OLTC

La evaluación de los contactos se realiza según las recomendaciones de los fabricantes, teniendo en cuenta el material del que están compuestos los contactos, en esta metodología se evalúan los contactos de cobre, para los cuales la referencia de espesor es 25mm, siendo esta la medida estandarizada de fábrica y los desgastes mostrados en el cuadro 7 [24][25].

Cuadro 7. Recomendaciones para evaluar la condición de los contactos con un porcentaje de índice de salud.

Condición observada	Descripción	Límites [mm]	HI-CONTACTOS
Sin desgaste	Sin deterioro observado	Desg ≤ 5	1
Desgaste normal	El componente activo es apto para un servicio continuo. Hay poco deterioro	5 < Desg ≤ 6.5	2
Desgaste considerable	Corrosión importante o desgaste excesivo en componentes y cojinetes	6.5 < Desg ≤ 8	3
Desgaste sustancial	Corrosión importante o desgaste excesivo en componentes y cojinetes	Desg > 8	4

Fuente: Adaptado de [24][25].

La evaluación de los contactos presenta un resultado final que varía entre 1 y 4, siendo 1 la mejor condición y 4 un estado crítico, por lo que se decide trabajar con una razón de cambio encontrada utilizando la ecuación (3), para que el índice de salud tenga una salida entre 0 – 100%.

$$HI_{CONT.F} [\%] = \frac{100}{25} = 4\% \quad (3)$$

Lo que indica que cada milímetro de cambio tendrá una variación de 4% en el índice de salud, el resultado será porcentual y el OLTC recibirá una clasificación según el cuadro 8.

Cuadro 8. Clasificación del OLTC según el estado de los contactos.

HI _{Contactos} [%]			
Desgaste en mm	%HI	Condición	Clasificación HI
0	100	Sin desgaste	1
1	96		
2	92		
3	88		
4	84		
5	80		
6	76	Seguimiento	2
7	72		
8	68	Desgaste considerable	3
9	64		
10	60	Desgaste sustancial	4
11	56		

De las condiciones mostradas anteriormente, se puede decir que si los valores resultantes se encuentran dentro de los límites establecidos como rangos de operación la calificación será buena (1), regular (2) y mala (3) y muy mala (4).

Cálculo del índice de salud del OLTC

Finalmente, para el cálculo del índice de salud del OLTC se empleó un modelo matemático que realiza la combinación de los índices de salud individuales de cada prueba mencionada en el cuadro 9, donde la combinación final de estos resultados será el índice de salud del OLTC.

$$HI = \left(\frac{\sum_{j=1}^Z (K_j * S_j)}{\sum_{j=1}^Z 4K_j} \right) * 100 \tag{4}$$

Donde S_j : puntuación correspondiente al parámetro “j”, K_j Factor de peso correspondiente al parámetro “j”, j es el número de cada parámetro de diagnóstico y 4 el puntaje máximo, utilizado para el cálculo del Índice de salud del OLTC.

A continuación, en el cuadro 9, se presentan las pruebas utilizadas por esta metodología, la puntuación asignada a cada una dependiendo de los resultados y el peso que tendrá cada una en la evaluación final del índice de salud con la ecuación (4).

Cuadro 9. Pruebas de la metodología seleccionada, pesos y ponderaciones.

Pruebas utilizadas para la evaluación del OLTC			
# de prueba	Parámetro para la condición del OLTC	K_j	S_j
1	DGA en el aceite del OLTC	6	4,3,2,1,0
2	Calidad del aceite del OLTC	3	4,3,2,1,0
3	Gabinete de control del OLTC	1	4,3,2,1,0
4	Compartimiento del OLTC	1	4,3,2,1,0
5	Condición de los contactos del OLTC	6	4,3,2,1,0

Para la clasificación final de la condición del OLTC por el índice de salud total HI_{TOTAL} se emplearán los tres rangos mostrados en el cuadro 10.

Cuadro 10. Índice de salud total del OLTC.

OLTC $HI_{total}[\%]$	Condición
$HI_{TOTAL}[\%] > 80$	Bueno
$60 < HI_{TOTAL}[\%] \leq 80$	Seguimiento
$HI_{TOTAL}[\%] \leq 60$	Crítico

Metodología utilizada por GRALTA para evaluar el transformador de potencia sumergido en aceite mineral.

La herramienta desarrollada por el grupo de investigación para evaluar el IS del transformador tiene una estructura por módulos, definidos por el tipo de prueba, que permite obtener índices de salud individuales, los cuales luego se combinan para obtener el índice de salud total ver figura 7.

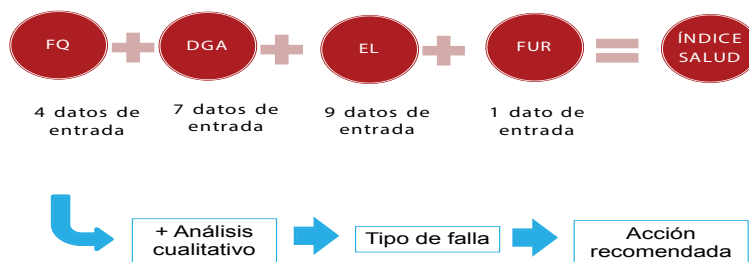


Figura 7. Estructura de la herramienta para la obtención del índice de salud de los transformadores. Fuente: Adaptado de Herramienta GRALTA

A cada prueba que se realiza se le debe dar un parámetro que califica los resultados obtenidos, luego a cada prueba o a su resultado (parámetro) se le asigna un peso y con la combinación de todos los parámetros y pesos, se obtiene el índice de salud, ver figura 8.

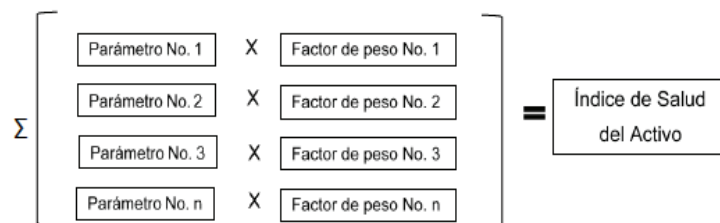


Figura 8. Proceso de combinación de parámetros. Fuente: Adaptado de Herramienta GRALTA

Índice de salud del transformador de potencia considerando el subcomponente OLTC.

Se hizo la combinación de las 2 metodologías para obtener un índice de salud del transformador considerando el OLTC.

$$HI = \left(X\% * \frac{\sum_{j=1}^4 K_j * HI_x}{\sum_{j=1}^4 4K_j} + Y\% * \frac{\sum_{j=1}^4 (K_j * HI_x)}{\sum_{j=1}^4 4K_j} \right) * 100 \quad (5)$$

Se asignó un porcentaje “X” del 60% al índice de salud del transformador obtenido con la herramienta de GRALTA y un porcentaje “Y” del 40% al índice de salud del OLTC, obtenido a partir de las pruebas implementadas en esta metodología. [21][18][19][20][22][23].

Resultados

Integración a la herramienta ya desarrollada por el grupo de investigación

la metodología desarrollada puede integrarse a la herramienta desarrollada por el grupo de investigación GRALTA, ya que:

- El método de combinación lineal utilizado en el cálculo del índice de salud en esta metodología, es el mismo que utiliza la herramienta desarrollada por GRALTA, donde la metodología propuesta tiene un porcentaje de influencia del 40% y la herramienta del grupo un 60%, en la figura 9, se puede observar el planteamiento general para el cálculo del índice de salud considerando las pruebas que aportan información de la condición interna del equipo.

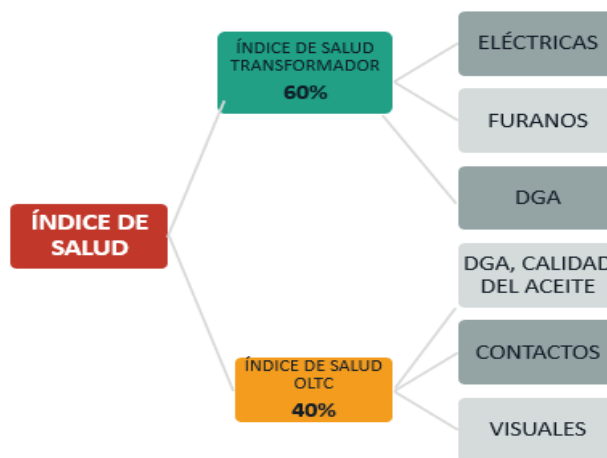


Figura 9. Asignación de pruebas para la obtención de índices de salud individuales y general.

- Ambas trabajan con el índice de salud como indicador de la condición final del transformador de potencia, basándose en las condiciones individuales de cada subsistema analizado.
- Al integrar el cálculo del índice de salud del OLTC, al cálculo de la condición del transformador, se mejora la estimación de la condición final, ya que se está analizando un subcomponente más de este activo ver figura 10.



Figura 10. Subcomponentes del transformador de potencia. Fuente. Adaptado de [3] oil reclamation, testing methods for the determination of remaining insulation (paper).

Validación de la metodología desarrollada en este trabajo

Los datos presentados a continuación, hacen parte de un caso de estudio, el cual fue implementado como soporte para la validación de la metodología desarrollada en este trabajo, se trata de una de flota de 13 transformadores de potencia a los cuales se les nombrara desde T01 hasta T13, el tratamiento de los datos tiene el objetivo de calcular y analizar el índice de salud general de cada activo, para lo cual se debe aclarar que se contó con información de parte de la herramienta desarrollada por GRALTA.

El grupo de datos utilizado corresponde a mediciones entre los años 2017 y 2018, estos transformadores son de un nivel de tensión de 115 kV y todos cuentan con OLTC debido a la importancia que tienen en el SEP para el cual operan. A continuación, se presentan los resultados de la evaluación.

Cuadro 11. Resultados del índice de salud total de los 13 transformadores evaluados.

SERIAL	60%		40%		100%	
	Health Index trafo	Condición	Índice de salud del OLTC	Condición	Índice de salud total	Condición
T01	84.4	Bueno	95.3	Bueno	88.8	Bueno
T02	90.6	Bueno	73.8	Seguimiento	83.9	Seguimiento
T03	85.8	Bueno	87.0	Bueno	86.3	Bueno
T04	88.8	Bueno	65.7	Seguimiento	79.6	Seguimiento
T05	84.8	Bueno	87.5	Bueno	85.9	Bueno
T06	53.9	Crítico	58.3	Crítico	55.7	Crítico
T07	82.3	Bueno	75.1	Seguimiento	79.4	Seguimiento
T08	73.8	Seguimiento	56.5	Crítico	66.9	Crítico
T09	81.5	Bueno	83.8	Bueno	82.4	Seguimiento
T10	85.4	Bueno	94.7	Bueno	89.1	Bueno
T11	89.8	Bueno	77.3	Seguimiento	84.8	Seguimiento
T12	74.8	Seguimiento	93.9	Bueno	82.4	Seguimiento
T13	80.3	Bueno	56.2	Crítico	70.7	Seguimiento

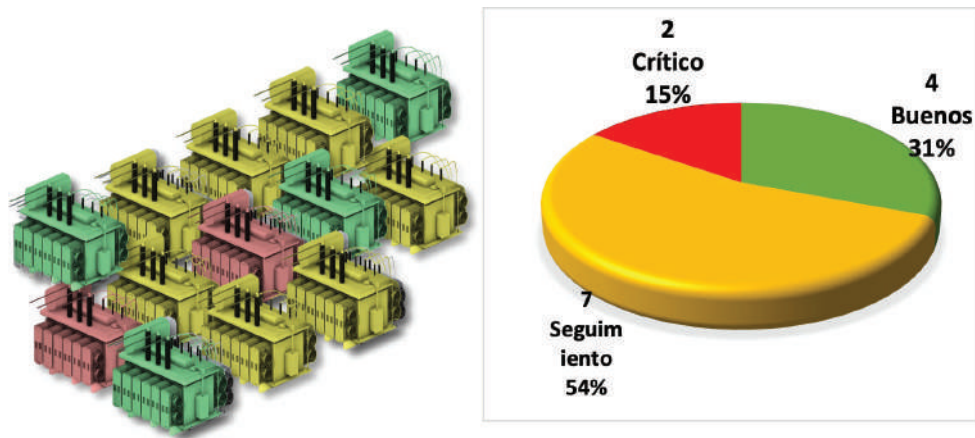


Figura 12. Índice de salud total del transformador de potencia incluyendo el OLTC.

Conclusiones

A través de la información analizada y recopilada en este trabajo, se logró confirmar que el OLTC es un elemento clave para el SEP, por lo tanto, se debe considerar en la estimación de la condición del transformador de potencia.

La metodología desarrollada en este trabajo permite hacer la evaluación del OLTC según su índice de salud, trabajando con pruebas que aportan información de la condición del equipo y tiene compatibilidad con la herramienta desarrollada en el grupo de investigación GRALTA, por lo que puede emplearse en empresas del sector eléctrico colombiano y de otros países de la región.

Los programas de gestión de activos en las empresas del sector se hacen cada vez más importantes, ya que estos conllevan a tener una mayor rentabilidad financiera en cuanto a planes de inversión, mejoras en la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, mejoras en la eficiencia de los activos y extensión de la vida útil de estos. Siendo estos los mayores beneficios que se obtienen con estos programas, las empresas deben implementar sistemas que les permita adquirir y procesar los datos, generando así, información para la gestión del transformador, activo clave en la operación del sistema eléctrico de potencia.

Referencias

- [1] A. F. A. Cerón, I. F. Orduña, G. Aponte, and A. A. Romero, "Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia Overview of Asset Management for Power Transformers," vol. 26, pp. 99–110, 2015, doi: 10.4067/S0718-07642015000300014.
- [2] E. Chaidee and W. Tippachon, "Failure statistics and condition evaluation for power transformer maintenance," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 1–4, 2011, doi: 10.1109/APPEEC.2011.5749108.
- [3] IEEE Std C57.140, *IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers*, no. April. 2017.
- [4] OFGEM, *Dno common network asset indices methodology*, no. January. 2017.
- [5] P. Picher *et al.*, "New technologies for monitoring transformer tap-changers and bushings and their integration into a modern IT infrastructure," *44th Int. Conf. Large High Volt. Electr. Syst. 2012*, no. August 2015, 2012.
- [6] R. Frotscher., "Tap-changer know-how," *Mag. Transform.*, vol. 3, no. 4, p. 24, 2013.
- [7] J. J. Erbrink *et al.*, "On-load tap changer diagnosis - An off-line method for detecting degradation and defects: Part 1," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 26, no. 5, pp. 49–59, 2010, doi: 10.1109/MEI.2010.5585008.
- [8] R. Rodríguez and A. Yolima, *Evaluación de la salud de activos de los transformadores de potencia de las subestaciones del área metropolitana del Valle de Aburrá*. 2018.

- [9] M. Foata and C. Rajotte, "ON-LINE TESTING OF ON-LOAD TAP CHANGERS WITH A PORTABLE ACOUSTIC SYSTEM Raw data," vol. 1, pp. 293–298, 2000.
- [10] P. Guillermo and A. Mayor, "PRUEBAS A CAMBIADORES DE TAPS EN TRANSFORMADORES DE Índice general," 2015.
- [11] A. Boricic *et al.*, "Dynamic resistance measurements and result interpretation for various on-load tap changers," *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, pp. 1–6, 2019, doi: 10.1109/PTC.2019.8810530.
- [12] C. Ranga, A. K. Chandel, and R. Chandel, "Condition assessment of power transformers based on multi-attributes using fuzzy logic," *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 11, no. 8, pp. 983–990, 2017, doi: 10.1049/iet-smt.2016.0497.
- [13] A. Chantola, M. Sharma, and A. Saini, "Integrated Fuzzy Logic Approach for Calculation of Health Index of Power Transformer," *Proc. Int. Conf. Inven. Commun. Comput. Technol. ICICCT 2018*, no. Icicct, pp. 1045–1050, 2018, doi: 10.1109/ICICCT.2018.8473316.
- [14] D. Dohnal, "On-load tap changers for power transformers," *MR Knowl. Base*, p. 24, 2013.
- [15] S. Marcos *et al.*, "Estudio de transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga," pp. 1–8, 2015.
- [16] D. J. Rogers and T. C. Green, "An active-shunt diverter for onload tap changers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 649–657, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2243171.
- [17] L. R. Lewand and Paul Griffi, "Condition Assessment of Oil Circuit Breakers and Load Tap-Changers by the Use of Laboratory Testing and Diagnostics," pp. 1–4, 2004.
- [18] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, and J. Service, "An approach to determine the health index of power transformers," *Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Electr. Insul.*, pp. 192–196, 2008, doi: 10.1109/ELINSL.2008.4570308.
- [19] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. R. R. Service, and W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 25, no. 2, pp. 20–34, 2009, doi: 10.1109/MEI.2009.4802595.
- [20] G. Tanasescu, O. Dragomir, L. Voinescu, B. Gorgan, and P. V. Notingher, "CIGRÉ Regional South-East European Conference Paper 110 Assessment of Power Transformers Conditions Based on Health Index Simtech International SRL Politehnica of Bucharest 3 HIDROELECTRICA SA – SH Bistrita Romania 1 SC," no. Rseec, pp. 1–8, 2012.
- [21] J. Haema and R. Phadungthin, "Condition assessment of the health index for power transformer," *Proc. - Power Eng. Autom. Conf. PEAM 2012*, pp. 2–5, 2012, doi: 10.1109/PEAM.2012.6612413.
- [22] J. Haema and R. Phadungthin, "Development of condition evaluation for power transformer maintenance," *Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, no. May, pp. 620–623, 2013, doi: 10.1109/PowerEng.2013.6635680.
- [23] M. A. Martins, "Condition and risk assessment of power transformers: A general approach to calculate a Health Index," *Cienc. e Tecnol. dos Mater.*, vol. 26, no. 1, pp. 9–16, 2014, doi: 10.1016/j.ctmat.2014.09.002.
- [24] M. Reinhausen and T. D. Falkensteinstrasse 8, "Technical Data – General Section," 2010. www.reinhausen.com.
- [25] M. Reinhausen, "Cambiador de tomas en carga OILTAP® MS," vol. 1, p. 38, 2010.

Simulación de redes eléctricas con procesamiento paralelo mediante Matlab

Electrical network simulation by using parallel processing techniques and Matlab

Dante López-Coronado¹, Iván Ceja-Cerrato²,
Verónica A. Galván-Sánchez³, José A. Gutiérrez-Robles⁴,
Carlos A. López-de-Alba⁵, Eduardo S. Bañuelos-Cabral⁶,
Jorge L. García-Sánchez⁷, Julián Sotelo-Castañón⁸,
José de Jesús Nuño-Ayón⁹

López-Coronado, D; Ceja-Cerrato, I; Galván-Sánchez, V.A; Gutiérrez-Robles, J.A; López-de-Alba, C.A; Bañuelos-Cabral, E.S; García-Sánchez, J.L; Sotelo-Castañón, J; Nuño-Ayón, J.J. Simulación de redes eléctricas con procesamiento paralelo mediante Matlab. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 142-157.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6021>

1 Universidad de Guadalajara. México.

2 Universidad de Guadalajara. México.

3 Universidad de Guadalajara. México.
Correo electrónico: veronica.galvan@academicos.udg.mx

4 Universidad de Guadalajara. México.

5 Universidad de Guadalajara. México.

6 Universidad de Guadalajara. México.

7 Universidad de Guadalajara. México.

8 Universidad de Guadalajara. México.

9 Universidad de Guadalajara. México.



Palabras Clave

Simulación de redes eléctricas; ecuaciones diferenciales; procesamiento paralelo; tiempo de viaje; EMTP.

Resumen

En este artículo se describe el desarrollo de una metodología para simular la dinámica de una red de energía eléctrica a través del procesamiento paralelo. Los sistemas eléctricos se modelan mediante ecuaciones diferenciales, por lo que es necesaria la implementación de métodos numéricos para encontrar la solución de dichas ecuaciones. La metodología consiste en la división de una red eléctrica en subredes que están desacopladas en tiempo entre sí, es decir, las subredes resultantes se encuentran conectadas entre sí mediante líneas de transmisión. El tiempo de viaje a través de las líneas produce el desacoplamiento en tiempo necesario para que la solución de las ecuaciones diferenciales pertenecientes a cada una de las subredes se pueda obtener en paralelo. El caso de estudio principal es una red eléctrica sencilla y para su simulación con Matlab se utiliza de la librería de procesamiento paralelo. Los resultados obtenidos con la técnica de procesamiento paralelo se comparan con la simulación secuencial también implementada en Matlab y con el ATP (del inglés Alternative Transient Program) para validar los resultados obtenidos.

Keywords

Simulation of electrical networks; differential equations; parallel processing; travel time; EMTP.

Summary

This article describes the development of a methodology to simulate the dynamics of an electric power network through parallel processing. Electrical systems are modeled by differential equations, thus it is necessary to implement numerical methods to find the solution of these equations. The proposed methodology consists of dividing an electrical network into subnets that are decoupled in time from each other, that is, the resulting subsystems are connected to each other by transmission lines. The travel time among the lines produces the necessary time decoupling for the solution of the differential equations belonging to each of the subsystems to be obtained at the same time in parallel. The main case study is a simple electrical network and it is simulated with Matlab and its parallel processing library. The results obtained with the parallel processing technique are compared with the sequential simulation also implemented in Matlab and with the ATP (Alternative Transient Program) to validate the obtained results.

Introducción

Los grandes sistemas eléctricos se modelan con ecuaciones diferenciales por lo que se implementan métodos numéricos para encontrar soluciones a dichas ecuaciones. Estos métodos implican el cálculo de múltiples soluciones simultáneas para las numerosas variables de los sistemas. Para obtener soluciones más eficientemente, la simulación paralela ha permitido el aprovechamiento de todos los núcleos de una computadora para repartir las operaciones de la metodología implementada y conseguir una reducción del tiempo de simulación.

Fue en la década de los 50 cuando se analizó y se planteó la programación en paralelo; principalmente fueron los investigadores de IBM (John Cocke y Daniel Slotnick) los que discutieron el uso del paralelismo en cálculos numéricos. Años después, en la década de los 60 se abrió un debate sobre su uso en la Conferencia de la Federación Americana de Sociedades

de Procesamiento de la Información donde se acuñó la Ley de Amdahl para visualizar los límites de aceleración que se pueden alcanzar debido al paralelismo. A finales de esta década la compañía estadounidense Honeywell introdujo el primer sistema con multiprocesador. La ley de Amdahl plantea que una vez teniendo cierta cantidad de procesadores la velocidad permanecerá constante, en dependencia de la parte no paralelizable del problema.

En la actualidad, la implementación de la computación paralela se ha vuelto muy común debido a la llegada de los procesadores de varios núcleos casi por defecto en la mayoría de los dispositivos computacionales. El software ha sido una parte activa en la evolución de la programación paralela. Los programas paralelos son más difíciles de escribir que los programas secuenciales, ya que se requiere que haya una comunicación y sincronización entre las tareas que se han paralelizado.

En los últimos años el esfuerzo se ha centrado en la ejecución en paralelo, así como en la simulación tiempo real; es en este marco donde J. R. Martí et. al. [1-3] han desarrollado nuevas estrategias donde proponen el uso de líneas de transmisión como enlaces entre subsistemas, equivalentes de red para compactar un módulo o bloque, bancos de filtros para acondicionar las señales de acoplamiento, etc.

Métodos numéricos para la simulación de transitorios eléctricos

Dos métodos de solución de ecuaciones diferenciales ordinarias que se utilizan comúnmente para resolver transitorios eléctricos son Euler hacia atrás y regla trapezoidal. Las fórmulas recursivas de actualización para estas dos reglas se muestran a continuación.

Para Euler hacia atrás:

$$x(t) = x(t - \Delta t) + \Delta t \cdot \dot{x}(t) \quad (1)$$

$$\dot{x}(t) = 2 \frac{x(t) - x(t - \Delta t)}{\Delta t} - \dot{x}(t) \quad (2)$$

Para la regla trapezoidal:

$$x(t) = x(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} [\dot{x}(t) + \dot{x}(t - \Delta t)] \quad (3)$$

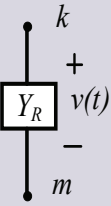
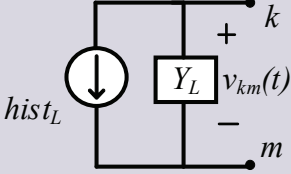
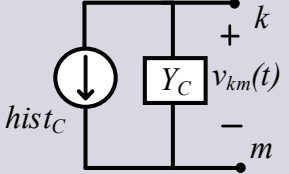
$$\dot{x}(t) = 2 \frac{x(t) - x(t - \Delta t)}{\Delta t} - \dot{x}(t - \Delta t) \quad (4)$$

En (1) - (4), Δt es el paso de integración, \dot{x} es la derivada de x con respecto a t y $\dot{x} = f(x, t)$. Estas ecuaciones se expresan en términos del instante de tiempo actual, t , y del instante de tiempo pasado, $t - \Delta t$. Estos métodos de integración son A-estables, lo que significa que siempre arrojan resultados estables, independientemente de la precisión de la solución. Ésta depende del tamaño del paso de tiempo, las propiedades de la regla y de las características del circuito [4]. Para más información acerca de las reglas de integración se puede consultar [5].

Modelos en dominio del tiempo del resistor, del inductor y del capacitor

El circuito equivalente de cada elemento modelado mediante la Euler hacia atrás y regla trapezoidal se muestran en el cuadro 1.

Cuadro 1. Circuitos equivalentes de elementos R,L,C.

	Elemento		
	Resistor	Inductor	Capacitor
Circuito equivalente			
Fórmulas con Euler hacia atrás	$Y_R = \frac{1}{R}$	$i_{km}(t) = Y_{L,EA} \cdot v_{km}(t) + hist_{km,EA}(t)$ $Y_{L,EA} = \frac{\Delta t}{L}$ $hist_{km,EA}(t) = i_{km}(t - \Delta t)$	$i_{km}(t) = Y_{C,EA} \cdot v_{km}(t) + hist_{km,EA}(t)$ $Y_{C,EA} = \frac{C}{\Delta t}$ $hist_{km,EA}(t) = -\frac{C}{\Delta t} v_{km}(t - \Delta t)$
Fórmulas con la Regla trapezoidal	$i_{km}(t) = \frac{1}{R} v_k(t) - \frac{1}{R} v_m(t)$	$i_{km}(t) = Y_{L,RT} \cdot v_{km}(t) + hist_{km,RT}(t)$ $Y_{L,RT} = \frac{\Delta t}{2L}$ $hist_{km,RT}(t) = Y_L \cdot v_{km}(t - \Delta t) + i_{km}(t - \Delta t)$	$i_{km}(t) = Y_{C,RT} \cdot v_{km}(t) + hist_{km,RT}(t)$ $Y_{C,RT} = \frac{2C}{\Delta t}$ $hist_{km,RT}(t) = -\frac{2C}{\Delta t} v_{km}(t - \Delta t) - i_{km}(t - \Delta t)$

Línea de transmisión ideal

Se utiliza el método de las características, también conocido como el método de Bergeron, para representar los parámetros distribuidos de la línea de transmisión ideal. A continuación, se presenta una breve descripción de este método, el circuito equivalente se muestra en la figura 1. Para más detalles se recomienda consultar [6].

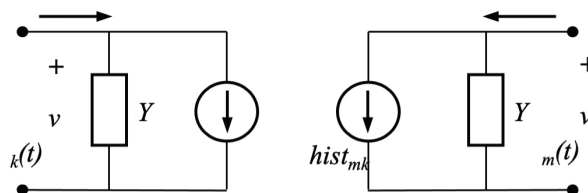


Figura 1. Circuito equivalente de una línea ideal de transmisión.



Así, las ecuaciones de dos terminales para las corrientes de la línea de transmisión son

$$\begin{aligned} i_{kn}(t) &= Y_0 v_k(t) + hist_{kn}(t) \\ i_{mk}(t) &= Y_0 v_m(t) + hist_{mk}(t), \end{aligned} \quad (5)$$

donde la admitancia característica es

$$Y_0 = \sqrt{\frac{C'}{L'}} \quad (6)$$

los términos $hist_{mk}$ e $hist_{kn}$ son fuentes de corriente de historia que son conocidas en el instante t ya que dependen de valores calculados para el tiempo $t - \tau$,

$$\begin{aligned} hist_{kn}(t) &= -Y_0 v_m(t - \tau) - i_{mk}(t - \tau) \\ hist_{mk}(t) &= -Y_0 v_k(t - \tau) - i_{kn}(t - \tau) \end{aligned} \quad (7)$$

El tiempo de viaje de la línea es

$$\tau = \frac{d}{u} = d\sqrt{L'C'} \quad (8)$$

donde d es la longitud de la línea y u es a velocidad de propagación que se calcula como

$$u = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} \quad (9)$$

Análisis nodal

Si en una red los elementos se reemplazan por sus circuitos equivalentes como en el cuadro 1 y en la figura 1, se puede aplicar el método nodal para obtener los voltajes en cada instante de tiempo, quedando la siguiente estructura algebraica,

$$[\mathbf{Y}][\mathbf{V}(t)] = [\mathbf{I}(t)] \quad (10)$$

donde \mathbf{Y} es la matriz de admitancias equivalentes, \mathbf{V} es la columna de voltajes nodales en el tiempo t e \mathbf{I} es la columna de corrientes que incluye corrientes de historia y las fuentes de corriente.

La metodología para encontrar los voltajes nodales de una red en un instante tiempo dado, t , es la siguiente:

1. Se selecciona un nodo de referencia y se asignan números a los nodos restantes.
2. Se crea la matriz de admitancias nodales \mathbf{Y} . Este paso es único si la conectividad de la red no cambia.
3. Se actualiza el vector de corrientes \mathbf{I} con las fuentes de corriente y las corrientes de historia.
4. Se resuelve el sistema de ecuaciones resultante para obtener los voltajes nodales mediante la ecuación $\mathbf{V} = \mathbf{Y}^{-1}\mathbf{I}$.

5. Se calculan las corrientes de historia de los elementos. Con los valores de voltajes actuales se obtienen los valores de las corrientes de historia que serán necesarios para calcular voltajes en instantes futuros.
6. Se repiten los pasos anteriores hasta alcanzar el tiempo de simulación especificado.

Procesamiento paralelo para la simulación de redes eléctricas

En esta sección se exponen los conceptos básicos del procesamiento paralelo de datos y aplicarlos al sistema de cómputo “MATrix LABORatory” (MATLAB) para el análisis de transitorios eléctricos circuitos eléctricos. De esta aplicación de conceptos se plantea un algoritmo de simulación en paralelo, el cual también se explica y se utiliza en la simulación de transitorios eléctricos de un circuito eléctrico específico.

El procesamiento paralelo es una técnica de programación en la que muchas instrucciones se ejecutan simultáneamente. Se basa en el principio de que los problemas grandes se pueden dividir en partes más pequeñas que pueden resolverse simultáneamente.

MATLAB es un sistema de cómputo numérico que ofrece un entorno de desarrollo integrado con un lenguaje de programación propio. Este sistema cuenta con un conjunto de herramientas, denominadas “Parallel Computing Toolbox” (PCT), o bien caja de herramientas para el procesamiento paralelo, permiten el uso total del poder de procesamiento de computadoras de escritorio multinúcleo para resolver problemas computacionales y de uso intensivo de datos.

Procesamiento paralelo

El fundamento principal detrás del procesamiento paralelo es que una vez que se alcanzan los límites de velocidad impuestos por cierta tecnología, la única manera de tener procesos más veloces es la realización de operaciones en forma simultánea como se ilustra en la figura 2. Esto es posible sólo en sistemas que se pueden paralelar, como es el caso del sistema de ecuaciones que modela una red eléctrica de potencia [7].

El procesamiento paralelo tiene tres características inherentes que restringen hasta cierto punto la implementación en paralelo [8]:

- **Programación de las tareas.** La eficiencia con la cual el trabajo está disponible se divide entre el número de procesadores. Esto se conoce como balance de carga.
- **Sincronización.** La sincronización de los procesadores se refiere a que las operaciones se lleven a cabo en el orden correcto.
- **Comunicación.** Los diferentes procesadores casi siempre necesitan enviarse datos entre sí en alguna etapa del algoritmo; se requiere tiempo para realizar esta tarea, el cual podría utilizarse para realizar cálculos.

Parallel Computing Toolbox

La PCT permite resolver problemas con un uso intensivo de cálculos y datos mediante procesadores multinúcleo, Graphics Processing Units (GPUs), que significa Unidades de Procesamiento de Gráficos y clústeres de ordenadores [7]. Las herramientas que PCT proporciona permiten hacer uso de toda la potencia de procesamiento de los equipos multinúcleo gracias a la ejecución de aplicaciones en workers (motores de cálculo de MATLAB), que se ejecutan localmente, como se muestra en la figura 3.

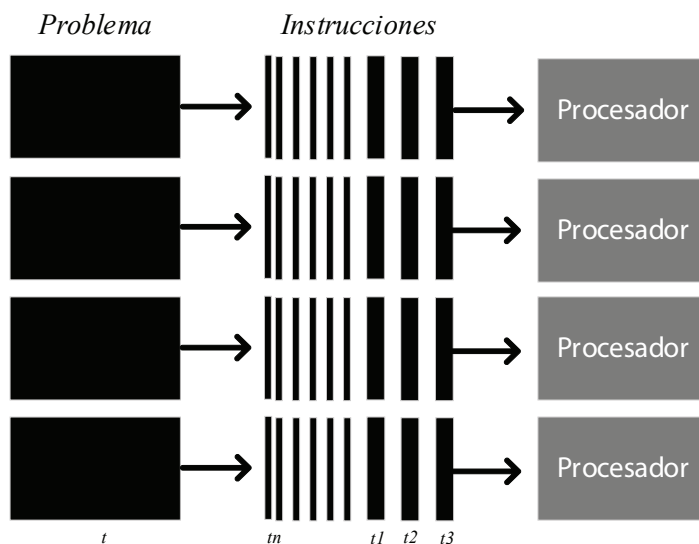


Figura 2. Representación gráfica de procesamiento en paralelo.

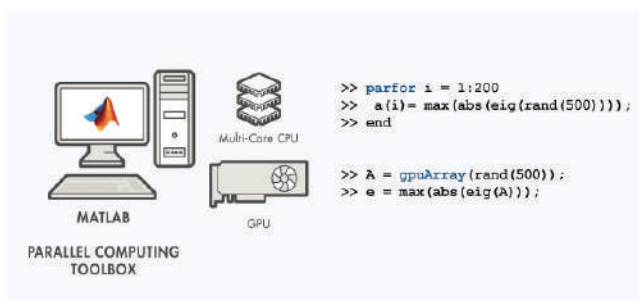


Figura 3. PCT local [9].

Ejemplo de encabezado terciario

También se puede utilizar la toolbox con MATLAB Parallel Server (Servidor Paralelo de MATLAB) para ejecutar cálculos matriciales que no caben en la memoria de un único equipo; esto se presenta en la figura 4.

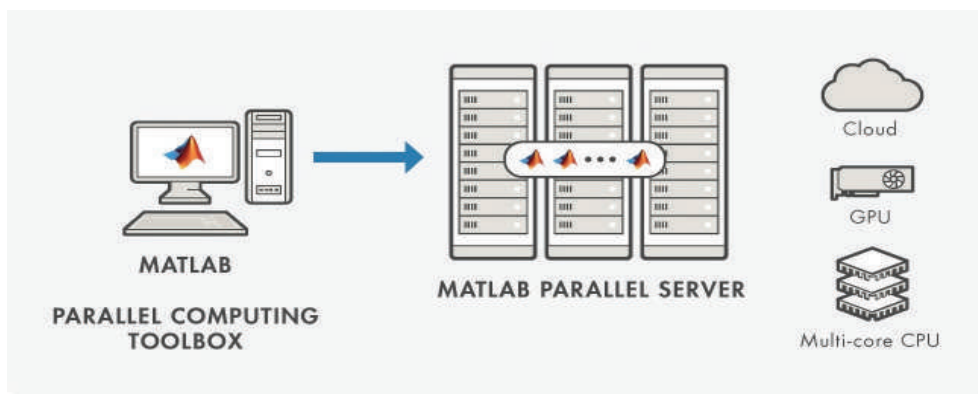


Figura 4. PCT Servidor paralelo [9].

Caja de Herramientas

Las herramientas de la PCT que se seleccionaron para las simulaciones paralelas son:

- parpool
- spmd
- labSendReceive
- labBarrier

En el cuadro 2 se presentan las descripciones principales del funcionamiento de estos comandos.

Cuadro 2. Tabla de descripciones de los comandos utilizados.

Herramienta	Descripción
parpool	Inicia un conjunto de motores computacionales usando el perfil de clúster predeterminado.
Spmd	Ordena la ejecución del cuerpo de spmd en múltiples workers simultáneamente.
labSendReceive	Envía y recibe información simultáneamente entre los workers de un conjunto paralelo.
labBarrier	Bloquea la ejecución de un algoritmo paralelo hasta que todos los workers hayan alcanzado el llamado a labBarrier.

El tamaño del conjunto paralelo iniciado por parpool se especifica por las preferencias de la simulación paralela y el perfil del clúster como en el ejemplo que presenta en la figura 5. En caso de no haber especificación, MATLAB utiliza todos los workers del conjunto que estén a disposición del equipo. Es esta herramienta la que permite la completa funcionalidad de las características del lenguaje paralelo en MATLAB las cuales incluyen a parfor y spmd. De manera que para poder ejecutar las declaraciones de spmd, primero se debe crear el conjunto de workers mediante parpool.

La herramienta spmd proviene de Single Program Multiple Data, que se traduce como Programas Únicos en Múltiples grupos de Información. La parte de “Programas Únicos” significa que el mismo programa es ejecutado en múltiples trabajadores. Y “Múltiples grupos de Información” indica que, aunque las declaraciones de spmd ejecuten códigos idénticos en todos los workers, cada uno de ellos puede tener información diferente, única para ese código. De manera que múltiples grupos de información pueden ser acomodados por múltiples workers. Cada worker tiene un único valor entero positivo de labindex, mientras que numlabs denota el número total de workers ejecutando el bloque en paralelo.

Los valores obtenidos del cuerpo de una declaración de spmd son convertidos a objetos compuestos (composite) en el usuario de MATLAB. Un objeto compuesto contiene referencias de los valores almacenados en los workers remotos, y esos valores pueden ser recuperados usando arreglos de celdas. La información real en los workers permanece disponible en ellos para ejecuciones subsecuentes del spmd, en tanto el objeto compuesto exista en el usuario y el conjunto paralelo permanezca abierto.

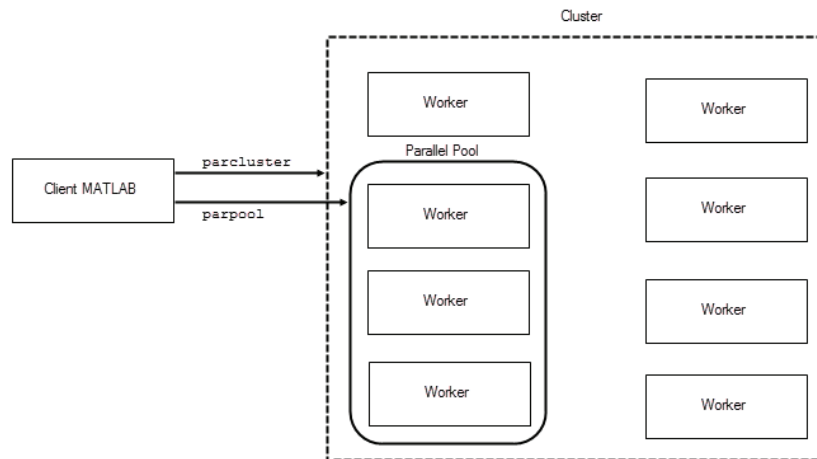


Figura 5. Proceso de inicialización de workers dentro del clúster [9].



Figura 6. Comunicación entre trabajadores.

Tanto `spmd` como `parfor` sirven para ejecutar códigos en paralelo usando workers de `parpool`. Se decide utilizar `spmd` porque `parfor` distribuye y asigna todas las tareas de una simulación entre todos los trabajadores del conjunto de la manera más equitativa posible sin recurrir al intercambio de información entre los workers, es decir, son independientes. Mientras que `spmd` permite distribuir y asignar las tareas de manera personalizada y además si permite comunicación de los workers como se ilustra en la figura 6. Esta comunicación se da gracias a funciones como `labSend`, `labReceive` y `labSendReceive`.

`labSend` y `labReceive` permiten el envío de datos y la recepción de estos respectivamente por separado, por lo que `labSendReceive` agiliza este proceso e incluso puede llegar a eliminar puntos muertos en el código que se producen por llamar equivocadamente a `labSend`. La importancia de `labBarrier` radica en que previene errores en la simulación causados por los puntos muertos en el programa.

Simulación en paralelo de redes eléctricas con el método nodal

La representación matemática de un sistema físico se realiza mediante un sistema de ecuaciones. Cuando este sistema se puede paralelar, entonces se pueden usar varios procesadores para resolver el sistema de ecuaciones. Esta condición conlleva el poder separar el sistema en bloques de tal forma que su ejecución individual dependa sólo de las variables internas con la particularidad de que los datos que se transfieren entre bloques se utilizan en tiempo futuro [7].

La transferencia de datos entre bloques, o bien, subsistemas se realiza como se muestra en la figura 7. La información que se intercambia son los voltajes del nodo donde está conectada la línea de enlace y las corrientes de dicha línea.

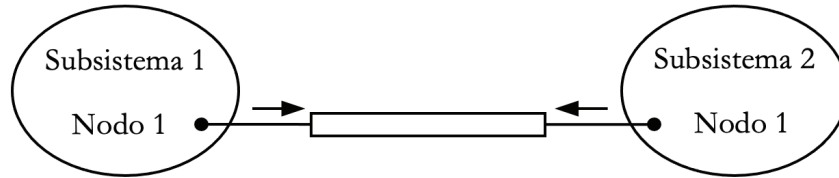


Figura 7. Esquema de transferencia de datos.

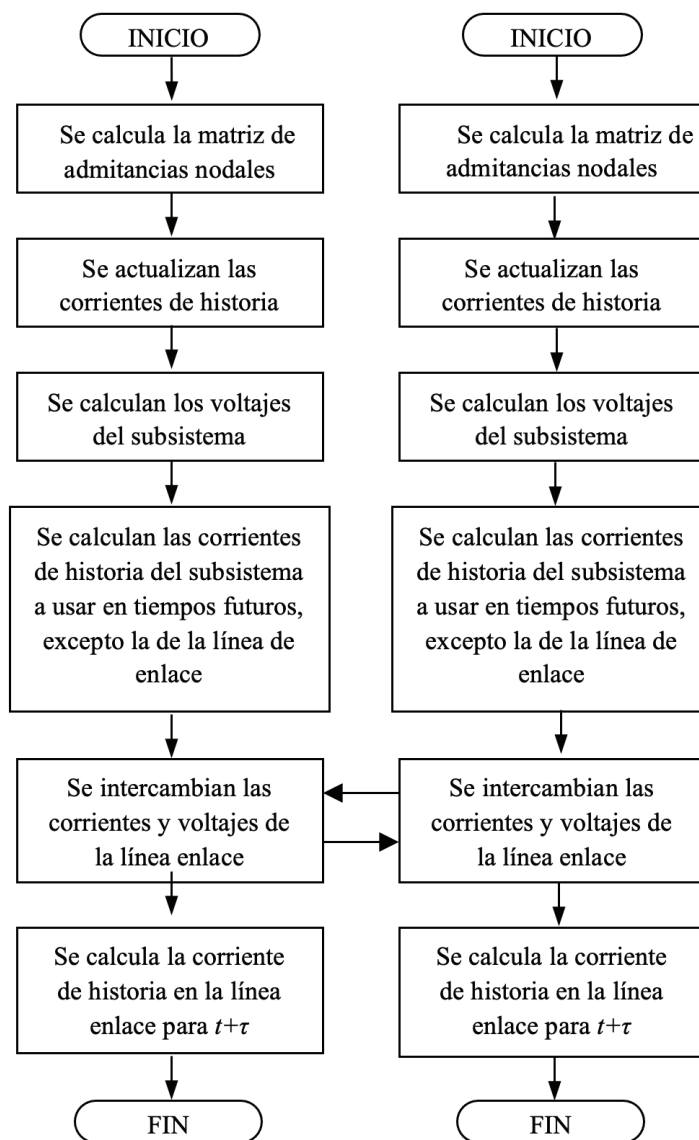


Figura 8. Esquema de simulación paralela para un instante de tiempo t .

Una vez establecidos los subsistemas en el diagrama se procede a determinar las matrices de admitancias nodales $Y1$ y $Y2$ que son particulares de cada subred. Después se determinan sus respectivas matrices inversas para obtener las matrices de impedancias $Z1$ y $Z2$. Estos vectores son constantes para todo instante de tiempo, y dependen del tamaño del paso de tiempo que se especifique para el análisis. El ciclo comienza con la formulación de las matrices de fuentes de corriente $I1$ e $I2$, correspondientes a cada subsistema en ese tiempo t . Se utilizan las respectivas Z e I de cada subsistema para calcular los voltajes nodales $V1$ y $V2$ correspondientes. Con los voltajes nodales de la iteración actual que se han determinado, se calculan las corrientes que circulan por las líneas de transmisión y por los otros elementos que conforman cada subsistema. En cada subred las corrientes y voltajes actuales de estos elementos son los que se convierten en los valores de historia del instante de solución siguiente, es decir, con los datos actuales obtenidos se determinan los valores de historia correspondientes a $t + \Delta t$ y $t + \tau$ según sea el elemento en cuestión. Es necesario aclarar que las corrientes de historia futuras del nodo que comunica los subsistemas no se pueden calcular inmediatamente después de tener los voltajes debido a que cada subsistema requiere de valores de corriente y voltaje del otro subsistema. Es en esta parte del proceso que se realiza un intercambio de estos datos entre las subredes para después realizar los cálculos de historia del nodo de enlace, con lo que finaliza el primer ciclo. Todo el proceso del ciclo iterativo se repetirá hasta alcanzar el tiempo de simulación, con lo que se alcanza el fin del procedimiento paralelo de la simulación. Este procedimiento se ilustra en el diagrama de flujo de la figura 8.

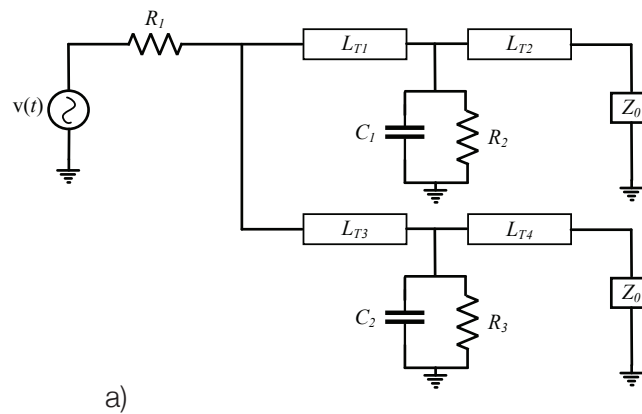
Simulación en paralelo de una red eléctrica

En esta sección se aplica el esquema de simulación en paralelo ya presentado la una red eléctrica con líneas de transmisión que se muestra en la figura 9a. La simulación se hace en código de programación de MATLAB. Este estudio se elabora aplicando tanto el método de Euler hacia atrás como la regla trapezoidal. Con el objeto de realizar una comparación de resultados de la paralelización, los resultados se comparan con los resultados obtenidos del programa ATP. En la figura 9b se muestra el circuito simulado en el Alternative Transient Program (ATP).

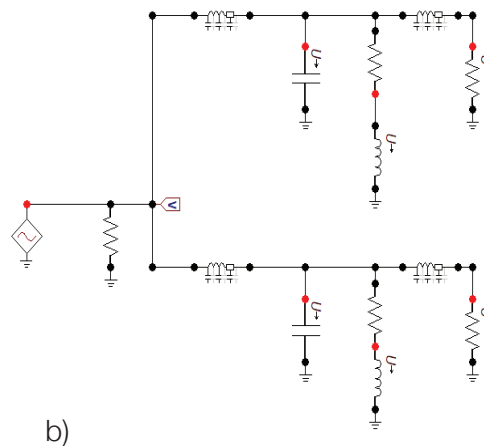
La separación de la red eléctrica en subredes es posible por los desacoples naturales de la misma en ambas extensiones del nodo que las comunica. Como ya se explicó estos desacoples se producen debido al tiempo de viaje de las ondas de voltaje y corriente a través de las líneas de transmisión. El circuito por analizar es el presentado en la figura 9a. Para su análisis se realizó la conversión de la fuente de voltaje en serie con R_1 del circuito por una fuente de corriente con R_1 en paralelo siendo la equivalen $i(t)=v(t)/R_1$. El cuadro 3 muestra los parámetros de los elementos de la red mostrada en la figura 9.

Al incorporar los circuitos equivalentes del cuadro 1 y de la figura 1 el circuito a analizar queda como se muestra en la figura 10. La red de la figura 10 tiene de manera natural (como resultado de la aplicación de los modelos) una separación en 5 islas, es decir, se puede simular como 5 regiones paralelas; lo anterior se muestra en la figura 10 marcando con diferentes colores la separación de cada sector. Para el caso de aplicación e implementación en MATLAB se tomaron los dos sectores de la parte superior y el de la parte izquierda como un subsistema y los dos sectores de la parte inferior como otro subsistema; es decir, los sectores azul, naranja y verde forman el subsistema 1, y los sectores amarillo y gris forman el subsistema 2. Se realizaron 2 simulaciones paralelas de la red, estas corresponden a la utilización de Euler hacia atrás y de la regla trapezoidal como métodos de solución. Esto con el objeto de hacer una comparación de resultados entre métodos.

Las figuras 11 a 17 muestran los resultados de las simulaciones utilizando procesamiento paralelo tanto con regla trapezoidal como con Euler hacia atrás; los resultados que se obtienen se comparan con los resultados que arroja el ATP. Como se puede notar en todos los nodos, las soluciones del ATP y de la regla trapezoidal se superponen, esto es debido a que el ATP utiliza también regla trapezoidal como método de solución y por esta razón coincide perfectamente con los resultados de la implementación en paralelo utilizando esa misma regla.



a)



b)

Figura 9. (a) Diagrama de la red de prueba (b) Red de prueba simulada en el ATP.

Cuadro 3. Parámetros del esquema de simulación.

Parámetro	Valor (unidad)		Parámetro	Valor (unidad)	
Dt	50	(μs)	R_1	1	(Ω)
f	60	(Hz)	R_2	20	(Ω)
L_{T1}	45	(km)	R_3	20	(Ω)
L_{T2}	105	(km)	L_1	50	(mH)
L_{T3}	105	(km)	L_2	50	(mH)
L_{T4}	195	(km)	C_1	20	(μF)
$Z_0=1/Y_0$	399.89	(Ω)	C_2	20	(μF)

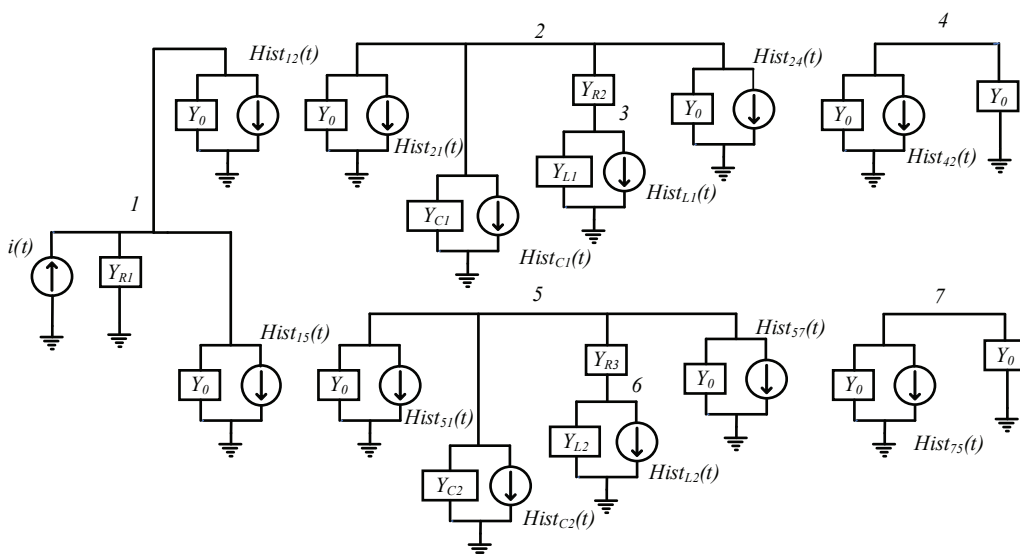
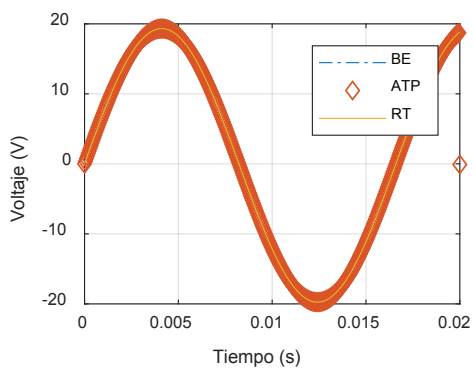
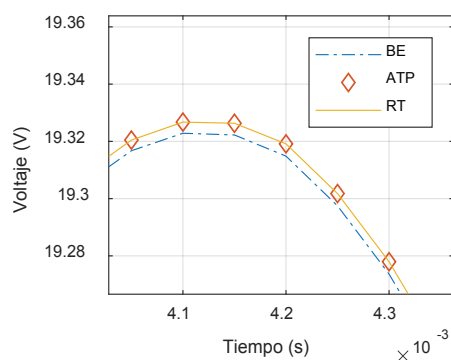


Figura 10. Circuito discreto de la red de prueba.

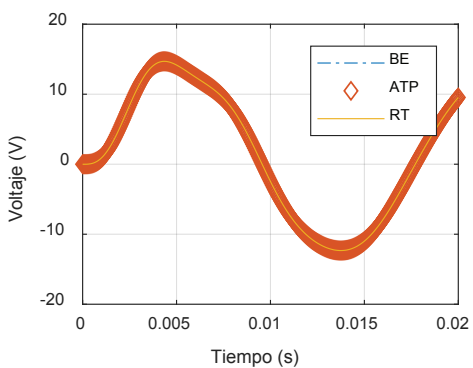


(a)

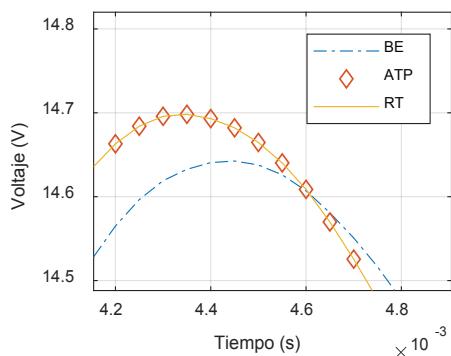


(b)

Figura 11. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 1. (a) Vista General. (b) Acercamiento.



(a)



(b)

Figura 12. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 2. (a) Vista General. (b) Acercamiento.

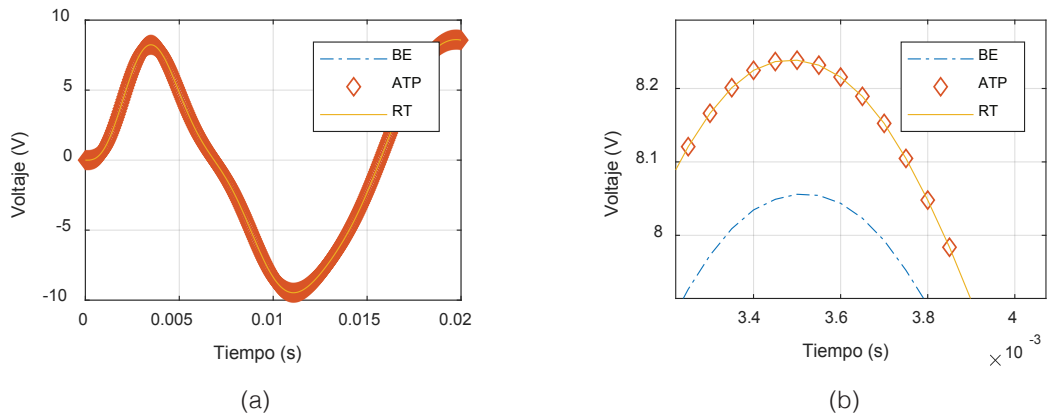


Figura 13. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 3. (a) Vista General. (b) Acercamiento.

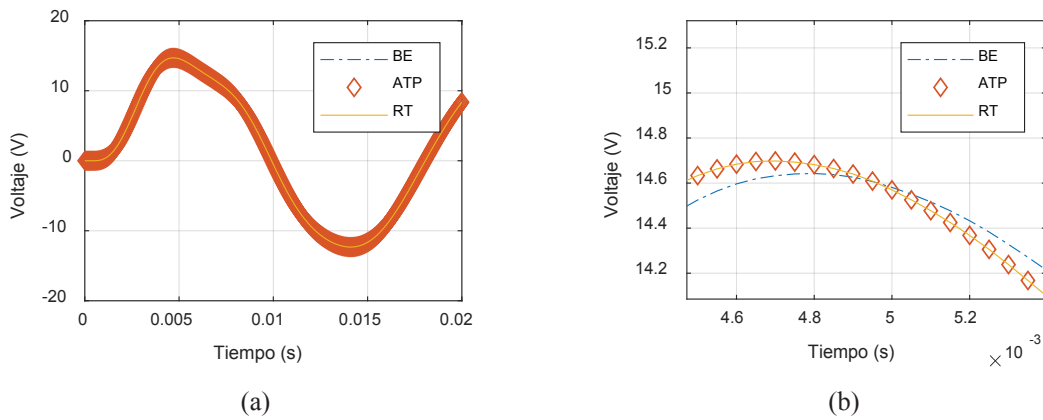


Figura 14. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 4. (a) Vista General. (b) Acercamiento.

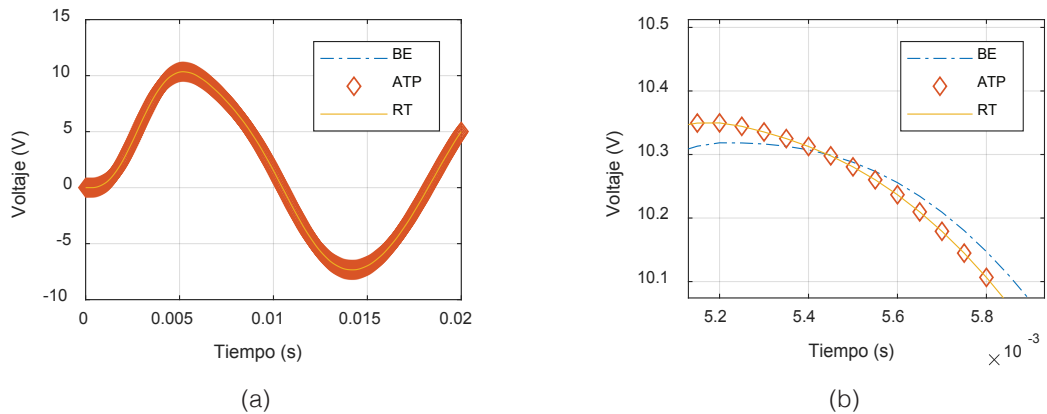


Figura 15. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 5. (a) Vista General. (b) Acercamiento.

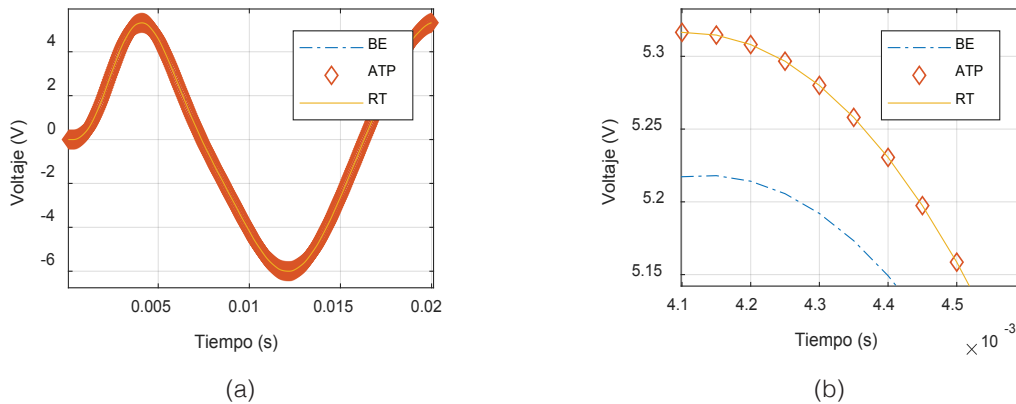


Figura 16. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 6. (a) Vista General. (b) Acercamiento.

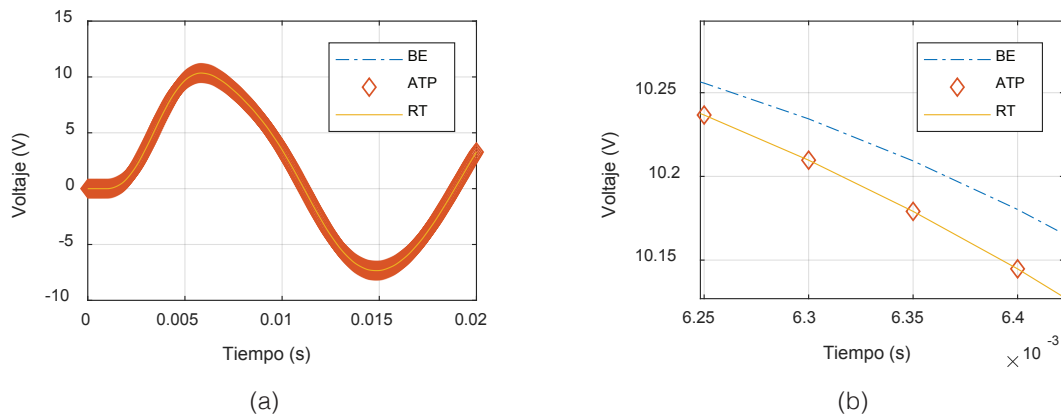


Figura 17. Respuesta de simulación, voltaje de nodo 7. (a) Vista General. (b) Acercamiento.

Conclusiones

Se ha mostrado una metodología para simular redes eléctricas con procesamiento paralelo. La recomendación para aplicar este tipo de procedimiento es que las redes sean grandes y que sean parecidas en número de nodos. Si las redes son pequeñas como el ejemplo que se presentó, el tiempo total de simulación en paralelo es mayor que la simulación lineal; esto se debe al tiempo de comunicación entre los subsistemas. Este tiempo de simulación debe ser mucho menor que el tiempo de simulación de los subsistemas para que se pueda observar el ahorro total de tiempo. El tamaño de los subsistemas debe ser parecido para que los tiempos de espera sean lo más cortos posible. Los tiempos de ejecución de cada subsistema son diferentes, es así que el subsistema más rápido debe esperar a que el más lento termine su rutina para esperar el intercambio de información.

Referencias

- [1] Tomim, Marcelo A.; Martí, José R.; De Rybel, Tom; Wang, Lei; Yao, Michael. "MATE network tearing techniques for multiprocessor solution of large power system networks". Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE. IEEE, 2010, pp. 1-6.
- [2] Tomim, Marcelo A.; De Rybel, Tom; Martí, José R. "Extending the Multi-Area Thevenin Equivalents method for parallel solutions of bulk power systems". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2013, vol. 44, no 1, pp. 192-201.

- [3] Tomim, Marcelo A.; Martí, José R.; Wang, Lei. "Parallel solution of large power system networks using the Multi-Area Thévenin Equivalents (MATE) algorithm." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 31, no. 9, 2009, p. 497-503.
- [4] Ken Kundert, *The Designer's Guide to Spice and Spectre®*, Springer Science & Business Media, 2006.
- [5] Chapra, S. C., Canale, R. P., Ruiz, R. S. G., Mercado, V. H. I., Díaz, E. M., & Benites, G. E. (2011). *Métodos numéricos para ingenieros* (Vol. 5). McGraw-Hill.
- [6] H. W. Dommel, "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88, #4, pp. 388-399, abril de 1969.
- [7] Galván Sánchez, V. A., Gutiérrez Robles, J. A., Naredo, J. L., Bañuelos Cabral, E. S., García Sánchez, J. L., Sotelo Castañón, J., (2013). "Simulación Rápida y Precisa de la Dinámica de un Sistema de Potencia Mediante el Uso de Técnicas de Multirresolución y de Procesamiento en Paralelo". Congreso internacional de alta tensión y aislamiento eléctrico ALTAE 2013.
- [8] Davidson, David B.: "A parallel processing tutorial". *Antennas and Propagation Magazine*, IEEE, 1990, vol. 32, no 2, pp. 6-19.
- [9] MATLAB 2020a, The MathWorks, Inc., Natick, Massachusetts, United States.







Modelagem computacional da resposta transitória de sistemas de aterramento por meio de circuitos equivalentes

Computational modeling of grounding systems transient response using equivalent circuits

Arthur Francisco Andrade¹, Edson Guedes da Costa²,
George Rossany Soares de Lira³,
Marconni Freitas Barroso Ribeiro Gonçalves⁴

Andrade, A.F; Guedes da Costa, E; Soares de Lira, G.R; Barroso Ribeiro Gonçalves, M.F. Modelagem computacional da resposta transitória de sistemas de aterramento por meio de circuitos equivalentes. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 158-170.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6026>

- 1 Universidade Federal de Campina Grande, Brasil. Instituto Federal da Paraíba, Brasil. Correo electrónico: arthur.andrade@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0002-0954-8748>
- 2 Universidade Federal de Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: edson@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2998-2039>
- 3 Universidade Federal de Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: george@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-0229-0323>
- 4 Instituto Federal de Pernambuco, Brasil. Correo electrónico: marconni.goncalves@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0001-6606-1509>



Palavras-chave

Aterramento; elevação do potencial de terra; ionização; modelos de circuito; parâmetros do solo; transitórios eletromagnéticos.

Resumo

De modo a viabilizar a modelagem de sistemas de aterramento em estudos sistêmicos e de cálculo de transitórios e aumentar a exatidão e confiabilidade dos modelos utilizados, circuitos equivalentes devem ser estudados de modo a possibilitar a representação de efeitos dinâmicos, de dependência com a frequência dos parâmetros de solo e de ionização do solo. Neste sentido, este artigo apresenta uma metodologia que une simulação eletromagnética com o método dos elementos finitos (MEF) a uma etapa de otimização no domínio do tempo, a qual possibilita a obtenção de circuitos equivalentes de sistemas de aterramento ainda na etapa de projeto. A metodologia foi avaliada mediante dois casos de estudo. Inicialmente, três diferentes topologias de circuito tiveram seus parâmetros ajustados a partir de simulações da resposta de um sistema de aterramento composto por uma haste para diferentes níveis de resistividade do solo. A metodologia proposta se mostrou flexível e adequada à representação de sistemas de aterramento instalados em solos com uma ampla faixa de valores de resistividade do solo, com níveis de erro menores que 2%. Em seguida, demonstrou-se a aplicabilidade da metodologia para modelar uma resposta não-linear associada à ionização do solo. Os resultados evidenciam que a inserção de modelos de circuito aprimorados possibilita uma maior confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos de potência.

Keywords

Circuit models; electromagnetic transients; frequency dependence of soil parameters; ground potential rise; grounding system; ionization.

Abstract

To enable the modeling of grounding systems in systemic studies and transient calculations and to increase the accuracy and reliability of the models used, equivalent circuits must be studied in order to enable the representation of dynamic effects, frequency dependence of soil parameters and soil ionization. In this sense, this paper presents a methodology that combines electromagnetic simulation solved by finite-element method (FEM) with a time-domain optimization step, which makes it possible to obtain equivalent circuits for grounding systems in the design stage. The methodology was evaluated using two case studies. Initially, three different circuit topologies had their parameters adjusted from simulations of the response of a single-rod grounding system for different levels of soil resistivity. The proposed methodology proved to be flexible and adequate to the represent soils with a wide range of resistivity values, with error levels lower than 2%. Then, the applicability of the methodology to model a non-linear response associated with soil ionization was demonstrated. The results show that the insertion of improved circuit models allows for greater reliability in the planning of electrical power systems.

Introdução

Os sistemas de aterramento desempenham um papel essencial à operação de subestações e linhas de transmissão [1], além de serem essenciais à segurança humana [2]. Eles devem, portanto, ser considerados nos estudos de transitórios em sistemas de potência, os quais por sua vez requerem um cálculo acurado dos parâmetros do sistema em uma ampla faixa de frequências [3 – 5].

De modo a possibilitar o cálculo de sobretensões em decorrência de descargas atmosféricas, os modelos utilizados para representar sistemas de aterramento devem representar fielmente uma faixa de frequência de até algumas unidades de MHz [6]. A representação do componente é dificultada, ainda, pela dependência com a frequência dos parâmetros do solo [7 – 9] e por uma característica não linear decorrente da ionização do solo [9 – 11].

Ainda que simulações por meio de modelos eletromagnéticos possam ser utilizadas para a modelagem de sistemas de aterramento considerando ambos os fatores associados a descargas atmosféricas [12 – 14], modelos de circuito são mais adequados a estudos sistêmicos de cálculo de transitórios [15 – 20]. Nesse sentido, alguns trabalhos têm proposto modelos de circuito elétrico equivalente adequados para utilização em programas do tipo EMTP. Em [19] e [21], técnicas de estimação de parâmetros no domínio da frequência são utilizadas para a obtenção de funções de transferência ou circuitos elétricos equivalentes, as quais se mostram efetivas, entretanto possuem a desvantagem de não permitirem a análise de fenômenos não lineares associados à ionização do solo. De modo a analisar e modelar concomitantemente a influência de efeitos dinâmicos e não lineares, [22 – 24] propuseram métodos para a obtenção de circuitos elétricos equivalentes diretamente no domínio do tempo. Entretanto, estes trabalhos utilizam medições para estimação dos parâmetros de circuito e se restringem a pontos específicos das formas de onda medidas. Ainda que, a princípio, medições sejam uma forma confiável de caracterizar um sistema de aterramento, em alguns casos elas não são possíveis, quer por razões práticas, financeiras, ou mesmo porque o sistema de aterramento cuja resposta transitória se deseja conhecer ainda está na etapa de projeto. Uma alternativa à realização de medição é a utilização de simulações eletromagnéticas como referência para a obtenção de circuitos elétricos equivalentes.

Neste contexto, este trabalho apresenta uma metodologia que permite a obtenção de circuitos elétricos equivalentes para sistemas de aterramento a partir de simulações computacionais nas quais um modelo eletromagnético é resolvido. A partir das simulações, os sinais de tensão e corrente no domínio do tempo são obtidos e aplicados como entrada a um processo de estimação de parâmetros que considera toda a forma de onda do sinal de referência. A utilização de simulações para a obtenção de circuitos equivalentes permite que aterramentos ainda na etapa de projeto sejam modelados em estudos sistêmicos.

A utilização de sinais no domínio do tempo permite que a dependência dos parâmetros do solo com a frequência e o efeito não linear decorrente da ionização possam ser prontamente representados no modelo de circuito resultante. Os circuitos assim obtidos podem ser aplicados a programas do tipo EMTP para a representação de sistemas de aterramento, de modo a aprimorar o cálculo de transitórios e estudos de coordenação de isolamento.

Metodologia

Metodologia para obtenção de circuitos equivalentes

A metodologia adotada para a obtenção de circuitos elétricos equivalentes consiste nas etapas ilustradas no fluxograma da figura 1. Conforme ilustrado no fluxograma, o circuito é estimado a partir de uma forma de onda de corrente especificada e dos detalhes da geometria do sistema de aterramento e do solo. Estes dados são inseridos em uma simulação que resolve um modelo eletromagnético. Neste trabalho, a ferramenta computacional utilizada para o cálculo do modelo eletromagnético foi o COMSOL *Multiphysics*®, que aplica o método dos elementos finitos (MEF).

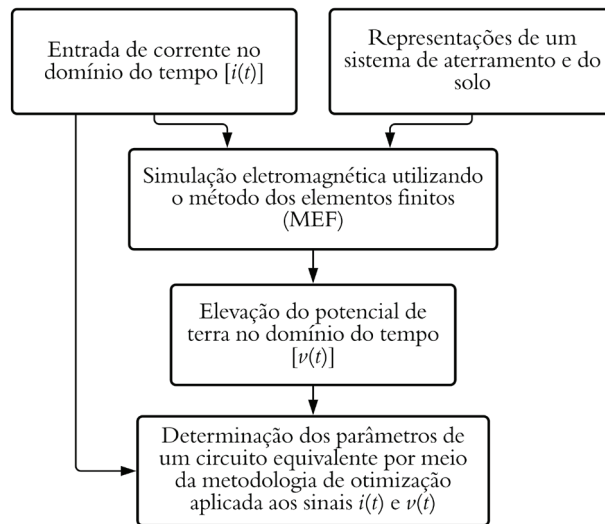


Figura 1. Fluxograma da metodologia para obtenção de circuitos equivalentes a partir da simulação eletromagnética de sistemas de aterramento.

Após a simulação, tendo como entrada um sinal de corrente, a forma de onda da tensão no sistema de aterramento (GPR) no sistema de aterramento é obtida, e as formas de onda de tensão e corrente são utilizadas para o ajuste dos parâmetros de um circuito elétrico pré-estabelecido com base em uma análise crítica do tipo de sistema de aterramento, solo e formas de onda obtidas da simulação.

A metodologia de otimização utilizada, por sua vez, é descrita no fluxograma da figura 2. Assim, o sinal de entrada $u(t)$ considerado é a corrente, enquanto o sinal de saída $y(t)$ é a GPR, ambos obtidos em etapas anteriores.

A etapa de otimização consiste em aplicar um método de otimização pré-definido para ajustar os parâmetros de circuito de modo a minimizar o erro quadrático total [$f(x)$] entre a curva de tensão obtida da simulação e a curva de tensão simulada com o circuito. Neste trabalho, o método de Nelder-Mead foi utilizado. Na notação utilizada, x representa um vetor contendo os valores dos parâmetros de circuito estimados.

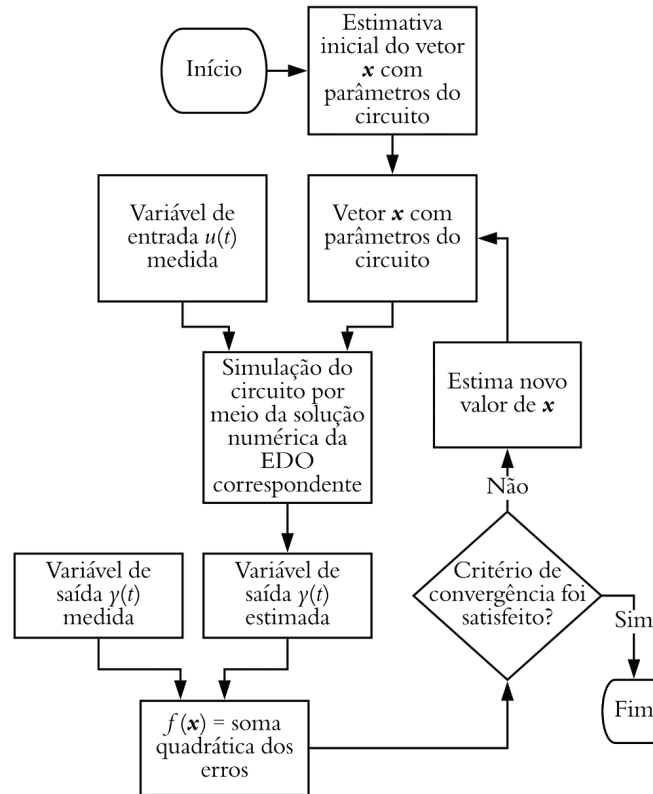


Figura 2. Fluxograma do método de estimação dos parâmetros de circuito a partir de respostas experimentais de tensão e corrente no aterramento.

Estudos de caso

Para a avaliação da viabilidade de implementação da metodologia proposta e da exatidão dos resultados obtidos, dois casos foram analisados, os quais são descritos a seguir.

Simulação da resposta de um sistema de aterramento composto por uma haste

Inicialmente, um sistema de aterramento a eletrodo concentrado foi simulado de modo a obter a GPR decorrente de um impulso de corrente. Em seguida, os sinais de GPR e corrente foram utilizados para a obtenção de circuitos equivalentes. A simulação considera o solo com característica linear, isto é, o efeito da ionização não está sendo considerado. Na simulação utilizou-se os seguintes parâmetros:

- Haste de aterramento com 3,0 m de comprimento e raio de 8mm;
- A corrente utilizada nas análises foi modelada como uma forma de onda dupla-exponencial, 1,1/32 μ s e amplitude de 1 kA. Os tempos correspondem aos quantis de 50% para descargas subsequentes negativas, conforme dados de Berger et al. [25].
- Solo considerado uniforme e com parâmetros dependentes da frequência representado conforme o modelo apresentado em [26], o qual, em sua formulação média, pode ser expresso por (1) e (2):

$$\sigma(f) = \sigma_0(1 + 4,6813 \times 10^{-6} \sigma_0^{-0,73} f^{0,54}) \quad (1)$$

e

$$\epsilon_r(f) = 12 + 9,5447 \times 10^4 \sigma_0^{0,27} f^{-0,46} \quad (2)$$

Em (1) e (2), σ denota a condutividade elétrica do solo em função da frequência f , ϵ_r é a permissividade relativa e $\sigma_0 = 1/\rho_0$ é a condutividade de baixa frequência. As resistividades de baixa frequência: $\rho_0 = 100 \Omega\text{m}$, $300 \Omega\text{m}$, $1000 \Omega\text{m}$ e $3000 \Omega\text{m}$ foram utilizadas. O objetivo de considerar uma ampla faixa de resistividades foi analisar possíveis alterações na característica da GPR simulada em função do valor de resistividade do solo.

Após a definição da geometria e dos parâmetros do solo, o cálculo de campo eletromagnético foi realizado mediante a aplicação das equações de Maxwell, as quais são resolvidas por meio do MEF. A plataforma COMSOL *Multiphysics*® foi utilizada para a modelagem e cálculo do problema eletromagnético resultante. Para isso, simulações no domínio da frequência foram utilizadas com a física *Magnetic and Electric Fields* do módulo AC/DC. A geometria utilizada foi 2D de revolução, de modo a aproveitar a simetria do problema modelado. Na figura 3, é apresentada uma representação gráfica da malha produzida para representar os domínios simulados.

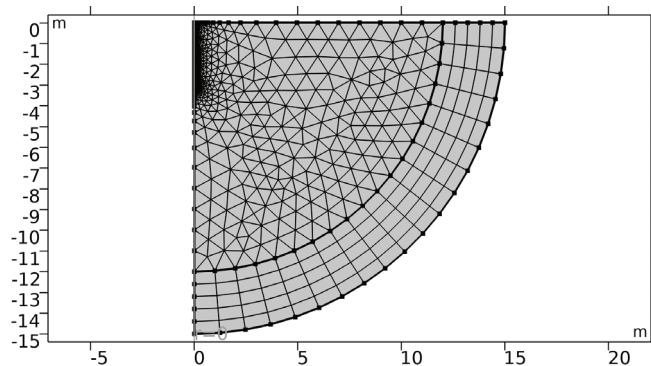


Figura 3. Ilustração da malha gerada para discretização do problema físico simulado com o MEF.

Após a execução das simulações, a transformada de Fourier foi utilizada para obter a resposta do aterramento no domínio do tempo. Em seguida, os circuitos apresentados na figura 4 foram utilizados para a modelagem da resposta do sistema de aterramento a partir da forma de onda de corrente especificada e da forma de onda de tensão calculada na etapa anterior. Os circuitos apresentados na figura, doravante denominados circuitos B, C e D. Os circuitos B e C foram propostos por [24] e [27]. O circuito D foi proposto em [28] e [15].

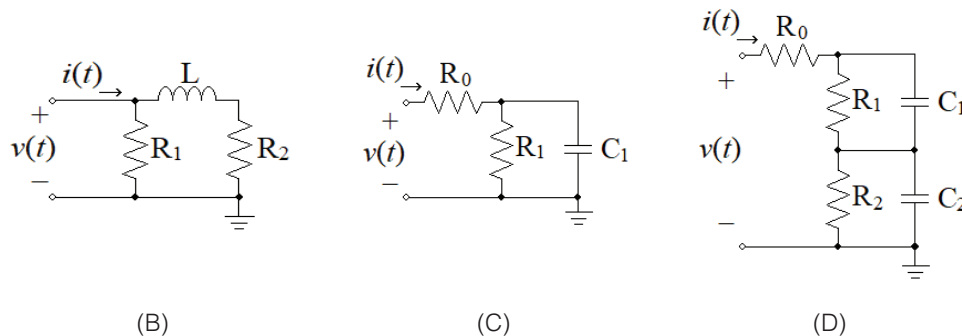


Figura 4. Circuitos B, C e D utilizados para a modelagem da resposta transitória de sistemas de aterramento.

Enquanto o circuito B se destina à representação de sistemas de aterramento com resposta indutiva, os circuitos C e D representam aterramentos com resposta capacitiva. Contudo, o circuito D também permite modelar a variação da frequência dos parâmetros do solo [15], para o caso de solos com maior resistividade. Para cada valor analisado de resistividade do solo em baixa frequência, avaliou-se qual era o circuito mais adequado para a representação da

resposta transitória. Para a avaliação do desempenho dos circuitos, foi calculada a diferença relativa (δ_v) entre o pico de GPR obtido da simulação com o MEF e o valor corresponde determinado por meio do circuito, definida como:

$$\delta_v = \frac{\hat{v}_p - v_p}{v_p} \quad (3)$$

Em (3), v_p e \hat{v}_p são a GPR de referência e a GPR calculada com o circuito, respectivamente. Adicionalmente, para cada caso foi calculado o valor eficaz do erro médio quadrado (RMSE) entre as formas de onda de tensão simuladas com o MEF e com o circuito equivalente. O RMSE é definido por:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (\hat{v}_n - v_n)^2} \quad (4)$$

em que N é o número de pontos do sinal de tensão, e v_n e \hat{v}_n representam as tensões simuladas com o MEF e com o circuito equivalente, respectivamente. De modo a possibilitar a comparação do desempenho dos circuitos para diferentes casos, o RMSE foi normalizado com base na tensão de pico de referência para cada caso.

Simulação da resposta de um sistema de aterramento com característica não-linear

Neste estudo de caso, sinais de tensão e corrente com pronunciada característica não linear obtidos de ensaios reportados em [29] foram aplicados ao método de otimização proposto para a modelagem de um circuito equivalente. A tensão aplicada foi significativamente maior do que no caso de estudo anterior. O aterramento analisado foi uma haste singela de 0,61 m de comprimento, fixada em um solo com resistividade de cerca de 50 Ωm , o que resulta em uma característica indutiva da resposta do aterramento. De acordo com os pesquisadores, o sistema de aterramento analisado foi submetido a um processo de ionização difusa. Os sinais de tensão e corrente utilizados na análise são mostrados na figura 5. A versão não linear do circuito B foi utilizada para a modelagem da resposta experimental do aterramento representada na figura 5. Após o cálculo dos parâmetros, foram obtidos os valores apresentados na tabela 1.

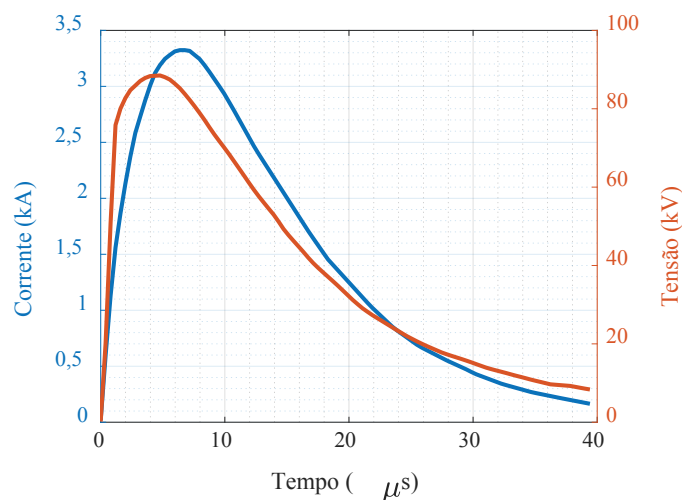


Figura 5. Formas de onda impulsivas de corrente e tensão medidas por Liew e Darveniza (1974) durante ensaios de aplicação de impulso realizados em um aterramento de haste singela.

Tabela 1. Valores dos parâmetros de circuito calculados para a modelagem da resposta impulsiva de um dos sistemas de aterramento ensaiados por Liew e Darveniza (1974).

A	α	$R_2 (\Omega)$	L (μH)
0,0824	2,20	0,0394	0,112

Resultados

Os resultados dos estudos de caso realizados são apresentados e discutidos a seguir.

Simulação da resposta do sistema de aterramento composto por uma haste

Os parâmetros dos circuitos foram determinados para cada caso utilizando a metodologia de otimização proposta. Os valores obtidos para as métricas de erro calculadas após a simulação dos circuitos são mostrados na Tabela 2.

Na tabela, são destacados em negrito os melhores resultados obtidos (menores erros) para cada nível de resistividade do solo considerado. Ao se comparar os resultados apresentados na tabela 2, constata-se que o Circuito B foi o mais adequado à representação do aterramento no caso da resistividade em baixa frequência igual a 100 Ωm . Para este caso, as discrepâncias no valor de pico da GPR calculada com os demais circuitos foram de 7,5%.

Tabela 2. Métricas de erros calculadas para os circuitos B, C e D aplicados à simulação da resposta impulsiva de um eletrodo singelo, considerando diferentes níveis de resistividade do solo.

Resistividade em baixa frequência $\rho_0 (\Omega\text{m})$	Circuito	$\delta_v (\%)$	RMSE/ $V_p (\%)$
100	B	0,8	1,4
	C	-7,5	2,3
	D	-7,5	2,3
300	B	6,3	2,4
	C	-1,6	0,9
	D	-0,9	0,8
1000	B	14,6	8,5
	C	0,7	2,3
	D	0,3	0,6
3000	B	21,7	16,8
	D	1,4	3,4
	D	-0,2	0,7

Desse modo, pode-se constatar que, em solos com resistividade reduzida, a resposta do aterramento é predominantemente influenciada pela corrente resistiva e pelos efeitos indutivos, e circuitos com natureza capacitiva como os circuitos B e C não são capazes de representar com exatidão aceitável o valor de pico da GPR. Ainda assim, os valores de RMSE foram relativamente pequenos para todos os circuitos, indicando que todos os circuitos representaram adequadamente a cauda da GPR, como se evidencia na figura 6.

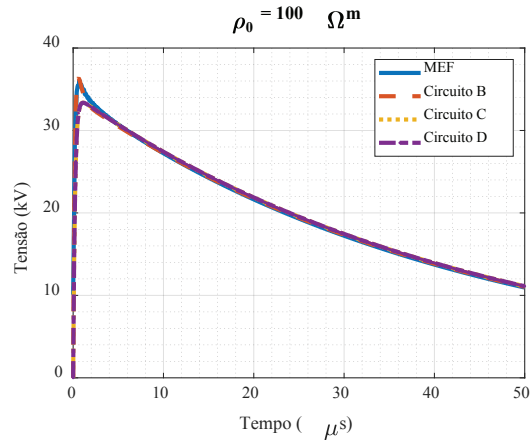


Figura 6. Curvas de GPR simuladas com o MEF e com versões otimizadas dos circuitos B, C e D para uma haste de aterramento em um solo com resistividade em baixa frequência $\rho_0 = 100 \Omega\text{m}$.

Ao se analisar na tabela 2 os resultados referentes aos demais valores de resistividade do solo em baixa frequência, constata-se que o circuito D apresentou o melhor desempenho, com desvios no pico de GPR e RMSE relativo menores que 1%. O circuito C, ainda que associado a maiores erros, resultou em discrepâncias menores que 2% para o cálculo do pico da GPR e em valores de RMSE relativo menores que 3%. O desempenho dos circuitos C e D pode também ser comparado a partir de uma análise da figura 7, na qual são apresentadas as formas de onda de tensão calculadas com os circuitos otimizados C e D e com a simulação eletromagnética resolvida com o MEF para cada caso.

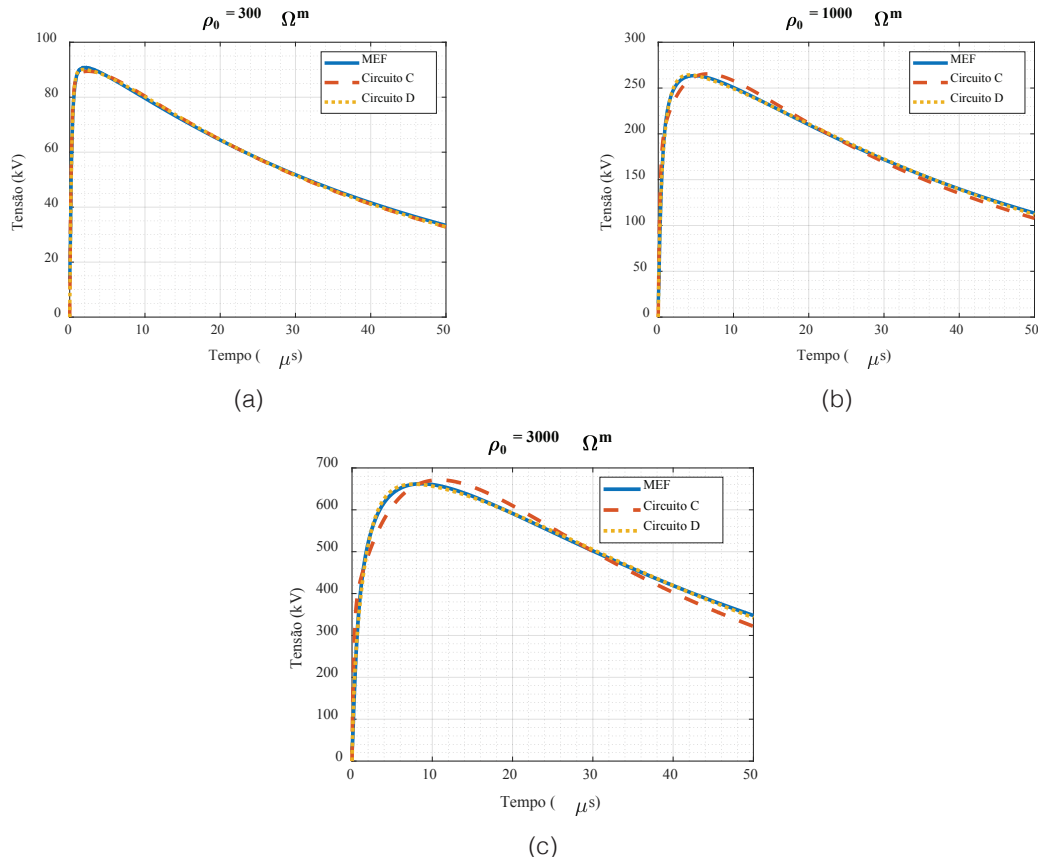


Figura 7. Curvas de GPR simuladas com o MEF e com versões otimizadas dos circuitos C e D para uma haste de aterramento em um solo com resistividade em baixa frequência: (a) $\rho_0 = 300 \Omega\text{m}$, (b) $\rho_0 = 1000 \Omega\text{m}$ e (c) $\rho_0 = 3000 \Omega\text{m}$.

Como uma análise da figura 7 evidencia, conforme o nível de resistividade do solo aumenta, os efeitos capacitivos e de variação com a frequência dos parâmetros do solo se tornam mais significativos, e o circuito C perde a sua exatidão na representação da forma de onda transitória. Os valores dos parâmetros estimados para os circuitos C e D em cada caso descrito na Figura 7 são apresentados na tabela 3.

Na tabela 3, para cada valor de resistividade em baixa frequência, a soma das resistências do circuito C é muito próxima da soma correspondente ao circuito D, com diferença menor ou igual a 3%. Este valor total corresponde à resistência em baixa frequência do aterramento.

Tabela 3. Valores dos parâmetros estimados para os circuitos C e D para os solos com maiores valores de resistividade em baixa frequência.

Resistividade em baixa frequência ρ_0 (Ωm)	300		1000		3000	
	C	D	C	D	C	D
R_0 (Ω)	85,1	69,3	183,9	125,2	364,0	192,0
R_1 (Ω)	12,4	18,2	129,0	55,8	519,9	430,7
R_2 (Ω)	-	10,1	-	137,2	-	291,9
C_1 (nF)	243,9	10,1	26,2	182,4	11,7	3,7
C_2 (nF)	-	378,2	-	6,6	-	48,3

As análises realizadas evidenciaram que, a partir do cálculo das métricas de erro, é possível definir o circuito mais adequado para a representação da resposta transitória de um sistema de aterramento. Para isso, deve-se inserir, na simulação eletromagnética, o sinal de corrente transitória frente ao qual o aterramento deve ser avaliado, um modelo de solo contendo resistividade e permissividade e a geometria do aterramento. Em seguida, após os testes dos circuitos apresentados, deve-se determinar qual apresentou menores valores de RMSE e menores erros na estimativa da GPR de pico.

O circuito B é mais adequado para a representação da resposta transitória de aterramentos situados em solos de baixa resistividade (da ordem de 100 Ωm ou menos), os quais tem resposta predominantemente indutiva. Os circuitos C e D são adequados no caso de solos com maior resistividade. O circuito D, ainda que mais complexo, resulta em uma maior exatidão da resposta modelada para o caso de solos com maior valor de resistividade

Simulação da resposta de um sistema de aterramento com característica não-linear

Na figura 8, são comparadas as formas de onda de GPR medida em Liew e Darveniza (1974) e simulada com o circuito B utilizando os parâmetros obtidos e tomando como entrada a forma de onda de corrente apresentada na figura 5.

Como indicado na figura 8, o circuito não linear propicia uma boa estimativa para o valor de pico da GPR. O erro relativo entre o valor medido e o valor calculado com o circuito foi de 1,2% e o RMSE normalizado pela GPR de pico foi de 4,5%. Os valores relativamente pequenos de erro atestam a adequação dos circuitos obtidos a partir da metodologia proposta para a representação de efeitos não lineares associados à ionização do solo e determinação do valor de pico da GPR.

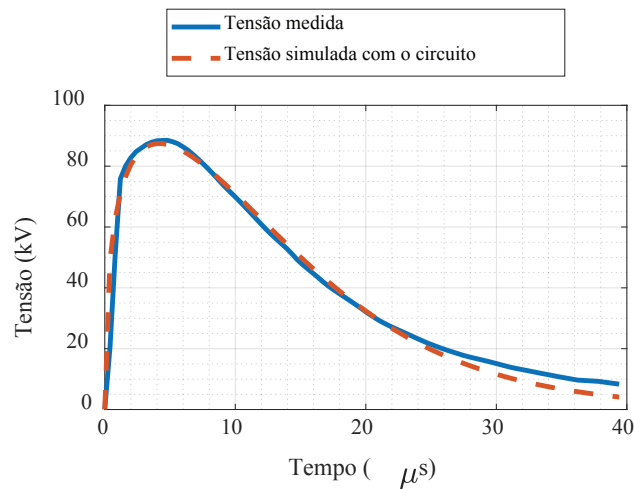


Figura 8. Formas de onda de tensão associadas ao ensaio de ionização do solo medida por Liew e Darveniza (1974) e simulada com o circuito não linear proposto.

Conclusões

As principais conclusões do estudo são:

- A metodologia de estimação de parâmetros de circuito proposta possibilita, a partir de simulações que aplicam um modelo eletromagnético, a representação de efeitos dinâmicos e de dependência com a frequência dos parâmetros elétricos do solo e, como se baseia na otimização das formas de onda no domínio do tempo, permite adicionalmente a representação do efeito não linear associado à ionização do solo. Para os circuitos mais adequados para cada caso analisado, erros menores que 1% foram obtidos para a estimativa da GPR quando se comparou as respostas obtidas com o modelo eletromagnético e com o modelo de circuito;
- A obtenção de circuitos a partir de simulações, nas quais a geometria de um sistema de aterramento e um modelo de solo são inseridos, possibilita que o efeito do aterramento elétrico em estudos sistêmicos possa ser estimado ainda na etapa de projeto, sem a obrigatoriedade da construção do aterramento.
- Além disso, a utilização de um modelo eletromagnético para o cálculo dos parâmetros de circuito é vantajosa quando comparada à utilização de equações analíticas aproximativas, as quais apresentam exatidão reduzida e têm sua aplicação limitada a geometrias simplificadas de aterramento;
- A representatividade do circuito está associada, necessariamente, às formas de onda utilizadas como referência para estimação dos parâmetros. Assim, recomenda-se a utilização de formas de onda com espectro de frequência o mais abrangente possível.
- A inserção dos modelos de circuito aprimorados para a representação do aterramento possibilita uma maior confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos de potência. Os circuitos elétricos equivalentes apresentados podem ser prontamente inseridos em programas do tipo EMTP para estudos sistêmicos e cálculo de transitórios e de coordenação de isolamento.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Campina Grande (COPELE - UFCG), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pela concessão de bolsas de estudo, bem como a ANEEL e a Light Energia S.A., pelo financiamento provido durante o projeto de P&D que envolveu o trabalho (ANEEL N° 13/18).

Referências

- [1] A. R. Hileman, *Insulation coordination for power systems*. CRC Press, 1999.
- [2] H. Griffiths e N. Pilling, "Earthing," in *Advances in High Voltage Engineering*, A. Haddad and D. Warne, Eds., Stevenage, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2004.
- [3] T. A. Papadopoulos et al., "Impact of the Frequency-Dependent Soil Electrical Properties on the Electromagnetic Field Propagation in Underground Cables," in *International Conference on Power Systems Transients (IPST2019)* in Perpignan, France June 17-20, 2019.
- [4] A. Haddad et al., "Power System Test Cases for EMT-type Simulation Studies," in *International Conference on Power Systems Transients (IPST2019)* in Perpignan, France June 17-20, 2019.
- [5] J. Mahseredjian, V. Dinavahi, and J.A. Martinez, "Simulation Tools for Electromagnetic Transients in Power Systems: Overview and Challenges," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 24, issue 3, pp. 1657-1669, Jul. 2009. in *International Conference on Power Systems Transients (IPST2019)* in Perpignan, France June 17-20, 2019.
- [6] M. Ghomi et al., "Full-Wave Modeling of Grounding System: Evaluation The Effects of Multi-Layer Soil and Length of Electrode on Ground Potential Rise," in *International Conference on Power Systems Transients*, Perpignan, França, 2019.
- [7] R. L. Smith-Rose, "The Electrical Properties of Soil for Alternating Currents at Radio Frequencies," *Proceedings of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 140, no. 841, pp. 359-377, 1933.
- [8] J. He, R. Zeng e B. Zhang, *Methodology and Technology for Power System Grounding*. 1st ed. Wiley – IEEE Press, 2013, pp. 31-35.
- [9] S. Visacro, "A comprehensive approach to the grounding response to lightning currents," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 1, pp. 381-386, Jan. 2007.
- [10] A. M. Mousa, "The soil ionization gradient associated with discharge of high currents into concentrated electrodes," in *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 9, no. 3, pp. 1669-1677, July 1994.
- [11] N. Harid et al., "On the analysis of impulse test results on grounding systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. 6, pp. 5324-5334, Jun. 2015.
- [12] A. Habjanic and M. Trlep, "The simulation of the soil ionization phenomenon around the grounding system by the finite element method," in *IEEE Trans. Magn.*, vol. 42, no. 4, pp. 867-870, April 2006.
- [13] H. Chen, Y. Du, "Lightning grounding grid model considering both the frequency-dependent behavior and ionization phenomenon," *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 6, no. 1, pp. 157-165, Jan. 2018.
- [14] M. Moradi, "Analysis of Transient Performance of Grounding System Considering Frequency-Dependent Soil Parameters and Ionization," in *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 62, no. 3, pp. 785-797, June 2020.
- [15] S. Sekioka, "Frequency and current-dependent grounding resistance model for lightning surge analysis," *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 61, no. 2, pp. 419-425, Jul. 2018.
- [16] M. Mokhtari, Z. Abdul-Malek, Z. Salam, "An improved circuit-based model of a grounding electrode by considering the current rate of rise and soil ionization factors," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 1, pp. 211-219, Aug. 2014.
- [17] G. Celli, E. Ghiani, e F. Pilo, "Behaviour of grounding systems: A quasi-static EMTP model and its validation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 85, pp. 24-29, 2012.
- [18] C. M. Seixas e S. Kurokawa, "Using circuit elements to represent the distributed parameters of a grounding systems under lightning strokes," in *2017 International Symposium on Lightning Protection (XIV SIPDA)*, Natal, Brazil, 2-6 Oct. 2017, pp.28-34.
- [19] A. De Conti e R. Alípio, "Single-port equivalent circuit representation of grounding systems based on impedance fitting," *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 61, no. 5, pp. 1683-1685, Sept. 2018.



- [20] A. Manunza, "Grounding grids in electro-magnetic transient simulations with frequency dependent equivalent circuit," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, p. 105546, Mar. 2020.
- [21] A. F. Andrade et al., "Analysis of the Frequency Response of a Grounding System Using the Finite Element Method," in *Lecture Notes in Electrical Engineering*, Bálint Németh, Ed. 1 ed. Suíça: Springer, 2019, pp. 1491–1501.
- [22] M. Loboda and Z. Pochanke, "A numerical identification of dynamic model parameters of surge soil conduction based on experimental data," in *21st International Conference on Lightning Protection*, Berlim, 21-25 Sept. 1992, pp. 139–143.
- [23] R. A. C. Altafim et al., "One-port nonlinear electric circuit for simulating grounding systems under impulse current," *Electric. Power Syst. Res.*, vol. 130, pp. 259–265, Jan. 2016.
- [24] M. F. B. R. Gonçalves et al. "Grounding system models for electric current impulse," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 177, p. 105981, Dec. 2019.
- [25] K. Berger, R.B. Anderson and H. Kroninger, "Parameters of Lightning Flashes," *Electra*, No. 41, pp. 23-37, July 1975.
- [26] R. Alipio and S. Visacro, "Modeling the Frequency Dependence of Electrical Parameters of Soil," *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 56, no. 5, pp. 1163-1171, Oct. 2014.
- [27] A. F. Andrade, E. G. Costa, M. F. Gonçalves, G. R. Lira, and R. Teixeira, "Modeling grounding systems response to current impulses considering nonlinear effects," *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2021.
- [28] S. Sekioka, M. I. Lorentzou, M. P. Philippakou and J. M. Prousalidis, "Current-dependent grounding resistance model based on energy balance of soil ionization," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 1, pp. 194-201, Jan. 2006.
- [29] A. C. Liew e M. Darveniza, "Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths," *Proc. IEE*, vol. 121, no. 2, pp. 123-135, Fev. 1974.

Análise de um novo fator geométrico para medição de resistividade do solo

Analysis of a new geometric factor for soil resistivity measurement

Arthur Francisco Andrade¹, Edson Guedes da Costa²,
George Rossany Soares de Lira³, Matheus Cavalcante Rique⁴

Andrade, A.F; Guedes da Costa, E; Soares de Lira, G.R; Cavalcante Rique, M. Análise de um novo fator geométrico para medição de resistividade do solo. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 171-181.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6039>



- 1 Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil; Instituto Federal da Paraíba, Campus Itabaiana, Brasil. Correo electrónico: arthur.andrade@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0002-0954-8748>
- 2 Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: edson@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2998-2039>
- 3 Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: george@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-0229-0323>
- 4 Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: matheus.rique@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0002-6018-5815>



Palavras-chave

Aterramento; estratificação do solo; método a quatro eletrodos; método de Wenner; resistência de aterramento; resistividade do solo.

Resumo

O aterramento elétrico é parte fundamental das instalações elétricas e do sistema elétrico como um todo. De modo a assegurar o bom desempenho do aterramento, ele deve ser adequadamente projetado e, para isso, uma etapa fundamental é a medição de resistividade e estratificação do solo. Nesse sentido, este artigo compara diferentes procedimentos para modelagem do solo a partir de medições com o método a quatro eletrodos. São comparados o método convencional de Wenner e um novo método, que utiliza um novo fator geométrico de modo a estimar com maior exatidão a resistividade do solo para o caso de pequenos espaçamentos. Para a comparação, o método dos elementos finitos é aplicado para a elaboração de estudos de caso. Inicialmente, o desempenho de ambos os métodos é comparado para a estratificação de um solo de duas camadas. Em seguida, são analisadas as diferenças que os métodos de modelagem do solo exercem sobre a resistência de aterramento calculada para o caso de eletrodos simples, dos tipos haste vertical e cabo horizontal. Constata-se que o método proposto fornece resultados mais precisos, permitindo modelar com maior exatidão a resistividade da camada superficial do solo. O método convencional de Wenner, se aplicado com espaçamentos menores que 1,0 m, resultou em maiores que 20% para alguns dos casos analisados. Com o fator geométrico proposto, o erro máximo foi de 2,0%.

Keywords

Four-electrode Method; grounding; grounding resistance; soil resistivity; soil stratification; Wenner method.

Abstract

Grounding is a fundamental part of electrical installations and of the electrical system as a whole. In order to ensure good performance of grounding, it must be properly designed and, for this, a fundamental step is soil-resistivity measurement and stratification. In this sense, this paper compares different procedures for soil modeling from measurements with the four-electrode method. Wenner's conventional method and a new method, which uses a new geometric factor to estimate with greater accuracy the soil resistivity for the case of small spacings, are compared. For the comparison, finite element method is applied for elaborating case studies. Initially, the performance of both methods is compared for the stratification of a two-layer soil. Then, the differences that the soil modeling methods exert on grounding resistance calculation for the case of simple electrodes (vertical rod and horizontal cable), are analyzed. It is verified that the proposed method provides more accurate results, allowing to model with greater accuracy the resistivity of the soil surface layer. Wenner's conventional method, if applied with spacing smaller than 1.0 m, resulted in greater than 20% for some of the analyzed cases. With the proposed geometric factor, the maximum error was 2.0%.

Introdução

O aterramento é um componente essencial ao funcionamento adequado e confiável dos sistemas elétricos. Ele é constituído por condutores que conectam um circuito ao solo, de modo a fornecer um caminho seguro para a passagem de corrente, garantindo assim que os equipamentos estejam equipotencializados e minimizando o risco de choques para os operadores [1]. No entanto, um aterramento com baixo desempenho pode comprometer o funcionamento dos equipamentos e a segurança das pessoas, sobretudo no caso de incidência de altas correntes como as associadas aos curtos-circuitos e descargas atmosféricas.

Desse modo, para se projetar um sistema de aterramento confiável é necessário que este atenda a uma série de requisitos mínimos indicados em normas como a IEEE 80 [1]. Os principais parâmetros utilizados pela norma IEEE 80 são a resistência de aterramento, tensões de passo e de toque, além da elevação do potencial de terra (GPR, do inglês *ground potential rise*). De modo a estimar esses valores e determinar se os mesmos se encontram dentro dos valores-limite permitidos, usualmente são utilizadas simulações que têm base uma representação do solo, geometria do aterramento, condições de contorno e entradas especificadas associadas a um modelo eletromagnético. A partir da resolução da simulação pode-se, assim, calcular os parâmetros de avaliação de desempenho desejados. A representação de solo, por sua vez, comumente consiste de modelos estratificados em camadas horizontais, obtidos a partir de medições realizadas em campo com métodos de prospecção geoeletrica [2] O método mais amplamente empregado para este fim é o método a quatro eletrodos de Wenner [3].

Para a realização das simulações a partir de uma configuração de aterramento e uma representação de solo especificados, diversos métodos numéricos podem ser aplicados. Dentre os métodos utilizados, pode-se destacar o método dos momentos [4] – [7], o método das diferenças finitas (MDF) [8] – [9] e o método dos elementos finitos (MEF) [8], [10] – [13]. Adicionalmente, softwares comerciais vêm sendo cada vez mais utilizados para a análise e projeto de sistemas de aterramento.

Além do propósito de simular a resposta de sistemas de aterramento, recentemente as simulações computacionais têm sido utilizadas para a análise de métodos de medição e prospecção do solo em si. Entre os primeiros trabalhos encontrados na literatura e que adotam esta abordagem estão os artigos de Butler e Sinha [14] e Butler e Zhang [15]. Neles, os autores descreveram a aplicação do software COMSOL *Multiphysics*®, que aplica o MEF, à simulação de métodos eletromagnéticos para a prospecção de solos. Em [14], o perfil de resistividade aparente, simulado por meio do MEF para uma aplicação do método de prospecção de Schlumberger, foi comparado a resultados experimentais obtidos com um modelo em escala reduzida elaborado com um tanque de água. Os resultados numéricos e experimentais foram coincidentes e, em [15], os autores ressaltaram que simulações similares às realizadas podem ser aplicadas em processos de inversão, isto é, estudos para a obtenção de parâmetros do solo a partir de dados experimentais [16]. Entretanto, não foi fornecido, nesses artigos, um exemplo prático de aplicação da simulação na estimação de parâmetros elétricos no solo.

Outro exemplo de uso das simulações no contexto de aterramento elétrico e prospecção do solo é a análise do método a quatro eletrodos de Wenner encontrado em [17]. Nesse trabalho, os pesquisadores utilizaram o método dos momentos para o cálculo do potencial elétrico no solo decorrente da aplicação do método a quatro eletrodos. Os autores propuseram um fator geométrico para aplicação do método a espaçamentos reduzidos, e o compararam ao fator convencional proposto por Wenner [3] quando aplicado ao cálculo de resistividade aparente em uma representação de solo típica. Entretanto, o efeito do comprimento do eletrodo não é considerado.

Em [18], por sua vez, um novo fator geométrico foi apresentado para a aplicação do arranjo a quatro eletrodos, de modo a possibilitar a estimação com maior exatidão a resistividade aparente do solo mesmo para o caso de valores reduzidos de espaçamento entre os eletrodos, e considerando também o efeito do comprimento do eletrodo. Para isso, foram utilizadas simulações com o MEF. Também foram propostas fórmulas para os fatores geométricos.

O presente trabalho, por sua vez, tem o objetivo de comparar diferentes procedimentos para modelagem do solo a partir de medições com o método a quatro eletrodos. São comparados o método convencional de Wenner e o método proposto em [18], que utiliza um novo fator geométrico de modo a estimar com maior exatidão a resistividade do solo para o caso de pequenos espaçamentos. Para a realização dos estudos de caso necessários, simulações computacionais foram elaboradas com o MEF, de modo a avaliar os efeitos da aplicação dos diferentes métodos de medição sobre a estratificação do solo e o cálculo de resistência de aterramento.

Metodologia

Procedimentos de simulação

De modo a analisar a influência do fator geométrico utilizado para a aplicação do arranjo de prospecção a quatro eletrodos sobre o projeto de aterramento, foram realizadas simulações computacionais com o MEF utilizando a plataforma COMSOL *Multiphysics*®. O objetivo era emular a caracterização de dois solos de referência, assumidos como compostos por duas camadas horizontais e representados pelos seguintes parâmetros:

- Resistividade da primeira camada: $\rho_1 = 100 \Omega\text{m}$ ou $900 \Omega\text{m}$, a depender do caso;
- Resistividade da segunda camada: $\rho_2 = 300 \Omega\text{m}$;
- Espessura da primeira camada igual a 1,0 m.

Para a simulação do arranjo a quatro eletrodos aplicado a um solo composto por duas camadas, foi utilizado o modelo tridimensional exemplificado na figura 1, para um valor de espaçamento entre eletrodos igual. Na figura, pode-se discernir as representações dos eletrodos, da primeira camada, que foi definida como um domínio cilíndrico, da segunda camada, definida como um domínio hemisférico, e dos elementos infinitos, nos quais é aplicada uma técnica numérica que simula regiões ilimitadas, como é o caso do solo [19].

As condições de contorno atribuídas à simulação foram a aplicação de uma corrente de 1 A entre os eletrodos externos do arranjo e a definição do potencial nulo nas bordas externas do domínio, o que corresponde à condição de campo distante. A corrente elétrica no solo em decorrência da aplicação do arranjo foi simulada, e a diferença de potencial produzida entre os eletrodos centrais do arranjo foi calculada para cada caso analisado. O espaçamento entre eletrodos (a) foi variado. O comprimento enterrado dos eletrodos (b) foi assumido como sendo de 0,2 m. Os valores de tensão ΔV entre os eletrodos centrais foram registrados em cada caso e utilizados para a estimação de resistividade aparente utilizando diferentes fatores geométricos.

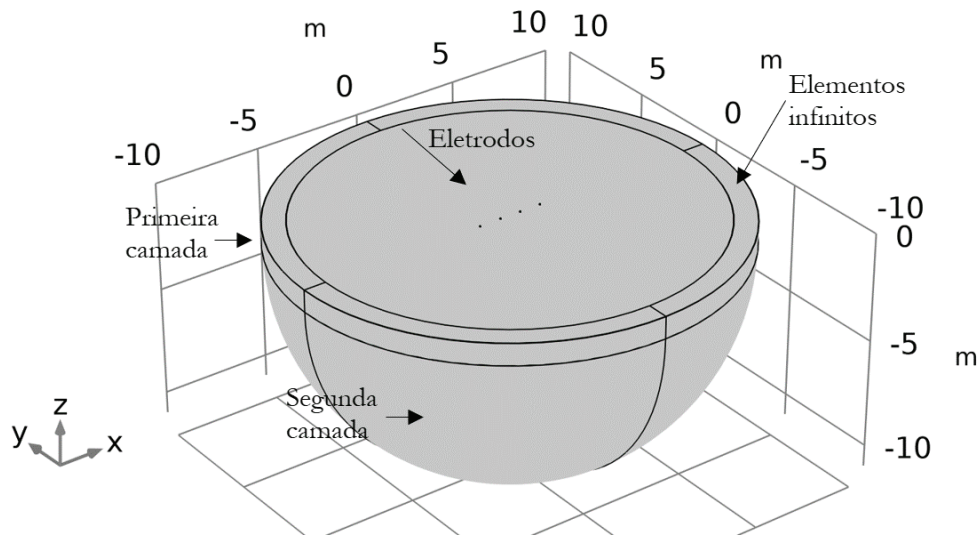


Figura 1. Exemplo de representação geométrica utilizada para simular com o MEF a aplicação de um arranjo a quatro eletrodos.

Estudos de caso para comparação dos fatores geométricos

A resistividade aparente pode ser calculada para o arranjo a quatro eletrodos a partir da equação (1):

$$\rho(x) = 2\pi a K_1(x) \frac{\Delta V}{I}, \quad (1)$$

em que $x = b/a$ representa um fator geométrico relacionado ao espaçamento entre eletrodos, I é a corrente elétrica nos eletrodos externos e ΔV é a diferença de potencial produzida entre os eletrodos internos do arranjo e $K_1(x)$ é o fator geométrico, cuja formulação é dependente do método adotado.

Inicialmente, o método de Wenner foi utilizado para o cálculo da resistividade aparente associada a valores de espaçamento (a) entre 0,2 m e 32 m, no qual o fator geométrico convencional $K_1(x)$ (WENNER, 1915; IEEE, 2012) é descrito na equação (2).

$$K_1(x) = \frac{2}{1 + \frac{2}{\sqrt{4x^2 + 1}} - \frac{1}{\sqrt{x^2 + 1}}} \quad (2)$$

A equação (2) corresponde ao fator de Wenner completo. Usualmente, o fator simplificado também é utilizado para prospecção do solo, o qual consiste em pressupor que x é muito menor que 1, o que equivale a $K_1 = 1$. Este é o fator simplificado de Wenner, aplicado à equação 1.

Em seguida, o fator geométrico, proposto por Andrade *et. al* (2021) foi utilizado para o cálculo de resistividade aparente. Neste caso, o fator geométrico $K_1(x)$ é dado pela equação (3):

$$K_1(x) = c_1 x + c_2 + \frac{c_3}{x + c_4} \quad (3)$$

em que os parâmetros c_1 a c_4 são constantes definidas em Andrade *et. al* (2021).

Após o cálculo da resistividade aparente utilizando ambos os métodos, foi realizado uma série de análises comparativas em relação à influência do fator geométrico utilizado sobre:

- Valor da resistividade aparente estimada;
- Parâmetros do solo estratificado. Para isso, foi utilizado o *software* XGSLab®, um programa de computador voltado a projetos de aterramentos elétricos;
- Resistências de aterramento calculadas para eletrodos verticais e horizontais utilizando as representações de solo obtidas com ambos os fatores geométricos. No caso do eletrodo vertical, em forma de haste, considerou-se um raio 8 mm e três diferentes valores de comprimento: $b = 0,5$ m; 1,5 m e 2,4 m. No caso dos cabos horizontais, o raio considerado para o condutor também foi 8 mm e o eletrodo de aterramento foi um cabo composto por dois trechos: um vertical, com 0,5 m, e um horizontal, enterrado a uma profundidade de 0,5 m e com comprimento (aqui designado por l) assumindo os valores 0,5 m, 2,0 m e 10,0 m.

Resultados e discussões

Na figura 2, são apresentadas as curvas de resistividade aparente obtidas a partir da aplicação de ambos os fatores geométricos aos dados obtidos da simulação do arranjo a quatro eletrodos. Nela, pode-se notar que as resistividades aparentes calculadas são equivalentes para $a > 1,5$ m, aproximadamente, e convergem para o valor de resistividade da segunda camada com o aumento do espaçamento. Para valores de espaçamento menores que 1,0 m, entretanto, apenas a resistividade calculada com o novo fator geométrico proposto converge para o valor correto da resistividade da primeira camada.

Como esperado, o fator geométrico associado à equação simplificada de Wenner ($K = 1$) resulta nas maiores discrepâncias nesta região. Já em relação ao fator geométrico associado à equação completa de Wenner, ocorre um efeito de oscilação. O valor estimado para a resistividade aparente é maior que o real para valores abaixo de 1,0 m e quando a distância se aproxima de 0,1 m, passa-se a obter valores menores que a resistividade correspondente à primeira camada.

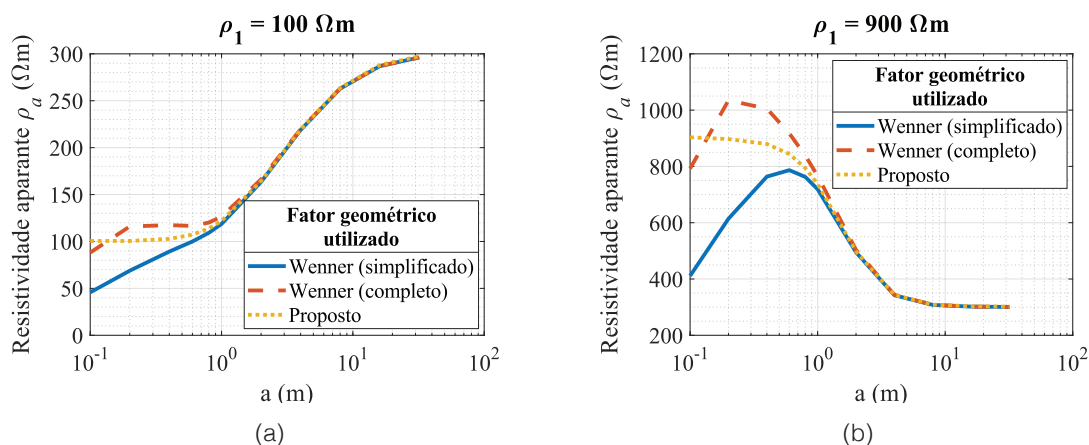


Figura 2. Resistividade aparente calculada para um modelo de solo com segunda camada tendo resistividade de 300 Ωm e primeira camada com 1,0 m de espessura e resistividade de: (a) 100 Ωm , (b) 900 Ωm .

Em seguida, um procedimento de estratificação foi realizado com base nos dados sintéticos ilustrados na figura 2, com o intuito de avaliar a influência do fator geométrico utilizado sobre a estratificação obtida. Como pode-se observar na figura 2, valores próximos de resistividade

aparente são obtidos com os fatores geométricos convencionais até cerca de 1,0 m. Assim, também foi avaliada a realização da estratificação a partir de $a = 1,0$ m. Na tabela 1 são mostrados os erros relativos calculados para os parâmetros estimados com os diferentes métodos são mostrados. Aqui, o erro relativo associado ao parâmetro x é definido como:

$$\epsilon = \frac{x - x_{\text{ref}}}{x_{\text{ref}}} \quad (4)$$

Como evidenciado pelos dados da tabela 1, os erros provocados na estimação da resistividade e espessura da primeira camada pela utilização dos fatores geométricos convencionais a pequenos espaçamentos são consideráveis, atingindo a valores da ordem de 10% a 30% para os casos analisados, para o caso da resistividade, e valores maiores para o caso da espessura. A restrição da aplicação dos fatores geométricos convencionais a espaçamentos maiores ou iguais a 1,0 m reduz os erros. Entretanto, ainda assim uma discrepância é verificada. A parte menos crítica da estratificação é a determinação da resistividade da segunda camada de solo. O máximo erro percentual neste caso foi de apenas 3,3%, em módulo.

Em seguida, de modo a avaliar qual a influência dos erros associados à escolha do fator geométrico no projeto de eletrodos para sistemas de aterramento, dois grupos de simulações foram realizados. No primeiro, foi calculada a resistência de aterramento de um eletrodo vertical, em forma de haste, utilizando cada uma das representações de solo avaliadas na tabela 1. Os valores de resistência de aterramento calculados com os modelos de solo de referência, são apresentados na tabela 2.

Tabela 1. Erros nos parâmetros estimados com o arranjo a quatro eletrodos por meio de diferentes fatores geométricos.

Resistividade de referência ρ_1 (Ωm)	Fator geométrico utilizado	Erro relativo dos parâmetros estimados (%)		
		Resistividade (ρ_1)	Resistividade (ρ_2)	Espessura da primeira camada (h)
100	Wenner (simplificado)	-29,7	-3,3	-49
	Wenner (completo)	14,7	0,5	22,3
	Wenner (simplificado), $a \geq 1,0$ m	-4,5	0,0	-5,1
	Wenner (completo), $a \geq 1,0$ m	8,8	0,0	9,3
	Fator proposto	0,4	0,3	-0,1
900	Wenner (simplificado)	-21,6	-1,3	31,5
	Wenner (completo)	13,9	0,8	-14,0
	Wenner (simplificado), $a \geq 1,0$ m	-4,7	0	1,2
	Wenner (completo), $a \geq 1,0$ m	4,4	0,1	-2,7
	Fator proposto	0,2	0,5	-2,0

Tabela 2. Valores de resistência de aterramento calculados com as representações de solo de referência.

Resistividade de referência ρ_1 (Ωm)	Resistência de aterramento calculada (Ω)		
	b = 0,5 m	b = 1,5 m	b = 2,5 m
100	152,6	86,6	71,8
900	1208,1	284,9	157,0

Na tabela 2, convém destacar a redução da resistência de aterramento para o caso em que $\rho_1 = 900 \Omega\text{m}$, ao se aumentar o comprimento do eletrodo de 0,5 m para 1,5 m. A razão para a redução expressiva na resistência de aterramento é o fato de, para este caso, o eletrodo ter alcançado uma camada de menor resistividade.

Na tabela 3, são apresentadas as diferenças relativas entre as resistências de aterramento calculadas por meio dos modelos de solo estratificado avaliados na tabela 1 e os correspondentes valores de referência.

Tabela 3. Erros relativos na resistência de aterramento calculada para hastes de aterramento considerando diferentes representações de solo estratificado.

Resistividade de referência ρ_1 (Ωm)	Fator geométrico utilizado	Erro relativo na resistência de aterramento calculada (%)		
		b = 0,5 m	b = 1,5 m	b = 2,5 m
100	Wenner (simplificado)	-17,5	7,9	5,2
	Wenner (completo)	12,1	0,3	0,6
	Wenner (simplificado), $a \geq 1,0$ m	-3,7	-0,7	-0,6
	Wenner (completo), $a \geq 1,0$ m	7,4	1,8	1,5
	Fator proposto	0,4	0,4	0,4
900	Wenner (simplificado)	-20,1	10,2	3,6
	Wenner (completo)	12,2	-4,9	-2,1
	Wenner (simplificado), $a \geq 1,0$ m	-4,5	-0,8	-0,4
	Wenner (completo), $a \geq 1,0$ m	4,1	-0,4	-0,1
	Fator proposto	-0,3	-1,0	-0,3

Fonte: Os autores.

Como evidenciado na tabela 3, os erros na resistência calculada diminuem com o aumento do comprimento do eletrodo para os casos com solo representado a partir dos fatores geométricos de Wenner. Isto ocorre porque a inexactidão destes casos está associada especificamente à primeira camada. Para eletrodos de maior comprimento, o efeito da primeira camada é

reduzido e, portanto, os erros são reduzidos. Constata-se, ainda, que o melhor desempenho geral corresponde aos solos estimados com o fator geométrico proposto neste trabalho. Erros menores ou iguais a 1,0% foram obtidos para a resistência calculada nestes casos.

A última análise foi a simulação e cálculo da resistência de aterramento de cabos enterrados. Os valores de resistência de aterramento obtidos com os modelos de referência são apresentados na tabela 4.

Tabela 4. Valores de resistência de aterramento calculados com as representações de solo de referência.

Resistividade de referência ρ_1 (Ωm)	Resistência de aterramento calculada (Ω)		
	$l = 0,5$ m	$l = 2,0$ m	$l = 10,0$ m
100	97,4	53,1	20,9
900	709,9	321,5	89,7

Na tabela 5 são apresentadas as diferenças relativas entre as resistências de aterramento calculadas por meio dos modelos de solo estratificado avaliados e os correspondentes valores de referência.

Tabela 5. Erros relativos na resistência de aterramento calculada para cabos de aterramento considerando diferentes representações de solo estratificado.

Resistividade de referência ρ_1 (Ωm)	Fator geométrico utilizado	Erro relativo na resistência de aterramento calculada (%)		
		$l = 0,5$ m	$l = 2,0$ m	$l = 10,0$ m
100	Wenner (simplificado)	-4,3	2,7	4,4
	Wenner (completo)	10,4	7,6	4,6
	Wenner (simplificado), $a \geq 1,0$ m	-3,2	-2,4	-1,5
	Wenner (completo), $a \geq 1,0$ m	6,5	5,0	3,1
	Fator proposto	0,4	0,4	0,3
900	Wenner (simplificado)	-18,8	-16,5	-13,4
	Wenner (completo)	10,7	8,6	6,8
	Wenner (simplificado), $a \geq 1,0$ m	-4,3	-4,0	-3,4
	Wenner (completo), $a \geq 1,0$ m	3,8	3,3	2,7
	Fator proposto	-0,4	-0,6	-0,5

De forma semelhante à característica observada na tabela 3 para os desvios nos valores de resistência de aterramento calculados para o eletrodo em forma de haste, constata-se que, para o aterramento em forma de cabo enterrado, há uma tendência de diminuição do erro associado à estratificação com o aumento do comprimento do eletrodo, ainda que ele não entre em contato direto com a segunda camada de solo. Isto ocorre pois, à medida que o tamanho de um sistema de aterramento aumenta, sua resposta passa a ser mais afetada pelas camadas

mais profundas de solo. Novamente para este caso, os menores erros foram obtidos com o solo representado mediante o fator geométrico proposto, com erros menores ou iguais a 0,6% para todos os comprimentos de cabo simulados.

Conclusões

A partir dos estudos de caso realizados, é possível concluir que a aplicação do fator geométrico proposto em Andrade, Costa e Lira para o cálculo da resistividade aparente e representação do solo permite aumentar a exatidão do projeto de aterramentos de grandes ou pequenas dimensões. O incremento de exatidão resultante é tanto maior quanto menores forem as dimensões do aterramento projetado, dado que aterramentos de menores dimensões, tais como aqueles empregados sistemas de distribuições, apresentam uma porção expressiva da queda de potencial na região mais superficial do solo, a qual é melhor representada ao se utilizar pequenos espaçamentos no arranjo a quatro eletrodos.

O novo método proposto fornece resultados mais precisos, ao possibilitar a utilização de pequenos espaçamentos entre eletrodos, permite modelar com maior exatidão a resistividade da camada superficial do solo. O método convencional de Wenner, ao ser aplicado com espaçamentos menores que 1,0 m, resultou em maiores que 20% para alguns dos casos analisados. Com o fator geométrico proposto, o erro máximo foi de 2,0%, o que indica que, a partir do seu uso, pode-se tornar mais exata a estratificação do solo e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade dos projetos de sistemas de aterramento, tornando os resultados obtidos por meio deles mais próximos da resposta real.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Campina Grande (COPELE - UFCG), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pela concessão de bolsas de estudo.

Referências

- [1] *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Standard 80. 4 ed. New York: IEEE, 2015. 226 p.
- [2] *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. IEEE Standard 81. New York: IEEE, 2012. 86 p.
- [3] F. Wenner, "A method of measuring earth resistivity,". *National Bureau of Standards, Scientific Bulletin*, 12, p. 478–496, 1915. Disponível em: https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/bulletin/12/nbsbulletinv12n4p469_A2b.pdf. Acesso em: 01 jul. 2018.
- [4] K. Sheshyekani, M. Akbari, B. Tabei, e R. Kazemi, "Wideband Modeling of Large Grounding Systems to Interface With Electromagnetic Transient Solvers", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, nº 4. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 1868–1876, ago. 2014. doi: 10.1109/tpwr.2014.2310631.
- [5] L. D. Grcev, A. Kuhar, V. Arnavovski-Toseva, e B. Markovski, "Evaluation of High-Frequency Circuit Models for Horizontal and Vertical Grounding Electrodes *IEEE Trans. Power Del.*", vol. 33, nº 6. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 3065–3074, dez. 2018. doi: 10.1109/tpwr.2018.2840960.
- [6] J. G. Safar, R. Shariatinasab, e J. He, "Comprehensive Modeling of Grounding Electrodes Buried in Ionized Soil Based on MoM-HBM Approach", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 35, nº 3. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 1390–1398, jun. 2020. doi: 10.1109/tpwr.2019.2943909.
- [7] M. Nazari, R. Moini, S. Fortin, F. P. Dawalibi, e F. Rachidi, "Impact of Frequency-Dependent Soil Models on Grounding System Performance for Direct and Indirect Lightning Strikes", *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 63, nº 1. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 134–144, fev. 2021. doi: 10.1109/temc.2020.2986646.

- [8] J. Li, T. Yuan, Q. Yang, W. Sima, C. Sun, e M. Zahn, "Numerical and Experimental Investigation of Grounding Electrode Impulse-Current Dispersal Regularity Considering the Transient Ionization Phenomenon", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 26, n° 4. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 2647–2658, out. 2011. doi: 10.1109/tpwrd.2011.2158860.
- [9] R. M. S. de Oliveira, D. M. Fujiyoshi, R. C. F. Araújo, J. A. S. do Nascimento, e L. F. P. Carvalho, "Finite-difference modeling of dispersive soils validated via experimental evaluation of transient grounding signals", *J. Electrostat.*, vol. 87. Elsevier BV, p. 263–275, jun. 2017. doi: 10.1016/j.elstat.2017.06.001.
- [10] L. Qi, X. Cui, Z. Zhao, e H. Li, "Grounding Performance Analysis of the Substation Grounding Grids by Finite Element Method in Frequency Domain", *IEEE Trans. Magn.*, vol. 43, n° 4. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 1181–1184, abr. 2007. doi: 10.1109/tmag.2007.892283.
- [11] M. Akbari, K. Sheshyekani, e M. R. Alemi, "The Effect of Frequency Dependence of Soil Electrical Parameters on the Lightning Performance of Grounding Systems", *IEEE Trans. Electromagn. Compat.*, vol. 55, n° 4. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), p. 739–746, ago. 2013. doi: 10.1109/temc.2012.2222416.
- [12] J. Trifunovic e M. Kostic, "Quick calculation of the grounding resistance of a typical 110kV transmission line tower grounding system", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 131. Elsevier BV, p. 178–186, fev. 2016. doi: 10.1016/j.epwr.2015.10.014.
- [13] B. Salarieh, H. M. J. De Silva, e B. Kordi, "Electromagnetic transient modeling of grounding electrodes buried in frequency dependent soil with variable water content", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 189. Elsevier BV, p. 106595, dez. 2020. doi: 10.1016/j.epwr.2020.106595.
- [14] S. L. Butler e G. Sinha, "Forward modeling of applied geophysics methods using Comsol and comparison with analytical and laboratory analog models", *Comput. Geosci.*, vol. 42. Elsevier BV, p. 168–176, maio 2012. doi: 10.1016/j.cageo.2011.08.022.
- [15] S. L. Butler e Z. Zhang, "Forward modeling of geophysical electromagnetic methods using Comsol", *Comput. Geosci.*, vol. 87. Elsevier BV, p. 1–10, fev. 2016. doi: 10.1016/j.cageo.2015.11.004.
- [16] M. S. Zhdanov, *Foundations of Geophysical Electromagnetic Theory and Methods*. Cambridge, MA: Elsevier, 2017. 770 p. ISBN: 978-0-444-63890-8.
- [17] E. Faleiro, G. Asensio, e J. Moreno, "Improved measurements of the apparent resistivity for small depths in Vertical Electrical Soundings", *J. Appl. Geophys.*, vol. 131. Elsevier BV, p. 117–122, ago. 2016. doi: 10.1016/j.jappgeo.2016.05.016.
- [18] A. F. Andrade, E. G. da Costa, e G. R. S. Lira, "Methods for field measurement of electrical parameters of soil as functions of frequency", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 199. Elsevier BV, p. 107447, out. 2021. doi: 10.1016/j.epwr.2021.107447.
- [19] O. C. Zienkiewicz, C. Emson, e P. Bettess, "A novel boundary infinite element", *Int. J. Numer. Methods Eng.*, vol. 19, n° 3. Wiley, p. 393–404, mar. 1983. doi: 10.1002/nme.1620190307.

Redes neuronales artificiales para la predicción de flujos de carga aplicadas al sistema de transmisión de Uruguay

Artificial neural networks for the prediction of power flows applied to the Uruguayan transmission system.

Santiago Garabedian¹, Rodrigo Porteiro², Pablo Pena³

Garabedian, S; Porteiro, R; Pena, P. Redes neuronales artificiales para la predicción de flujos de carga aplicadas al sistema de transmisión de Uruguay. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 182-192.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6040>

- 1 Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, UTE, Uruguay. Correo electrónico: sgarabedian@ute.com.uy
- 2 Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, UTE, Uruguay. Correo electrónico: rporteiro@ute.com.uy
- 3 Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, UTE, Uruguay. Correo electrónico:



Palabras clave

Flujos de carga; redes neuronales.

Resumen

En el presente trabajo se propone el uso de redes neuronales artificiales para la resolución del problema de flujos de carga. El estudio del flujo de carga de la red eléctrica constituye una herramienta fundamental para la operación y la planificación de un sistema eléctrico. En términos matemáticos el problema de flujos de carga se resuelve a través de un sistema de ecuaciones no lineales. Para dicha resolución tradicionalmente se han utilizado diversos métodos numéricos, principalmente el método de Newton-Raphson y sus variantes. Estos métodos numéricos aplicados a sistemas eléctricos de gran tamaño tienen un alto costo computacional asociado. Resolver una cantidad considerable de flujos de carga utilizando estos métodos implica incurrir en tiempos de ejecución que resultan prohibitivos en estudios sobre la red eléctrica. Este problema se vuelve crítico en estudios de casos de contingencia, incluso utilizando el criterio simple de contingencia $N-1$. La construcción de redes neuronales que aproximen la resolución de flujos de carga permite reducir significativamente los tiempos de ejecución de los estudios anteriormente mencionados. En este trabajo se propone el diseño de una arquitectura de red neuronal para la aproximación de flujos de carga. Utilizando la arquitectura diseñada se implementa un modelo de aproximación de flujos de carga. La validación de la herramienta se realiza utilizando la red de transmisión de Uruguay. La aproximación obtenida para este caso de estudio es evaluada aplicando la métrica $MAPE$ y se obtiene un valor de 2.6%, lo que constituye un resultado muy prometedor.

Keywords

Power flow; neural networks.

Abstract

In the present work, the use of artificial neural networks is proposed to solve the load flow problem. The study of the load flow of the electrical network constitutes a fundamental tool for the operation and planning of an electrical system. The load flow problem is solved by a system of non-linear equations. For this resolution, numerical methods have traditionally been used, mainly the Newton-Raphson method and its variants. These numerical methods applied to large electrical systems are very expensive in terms of computational cost. Solving a considerable number of load flows using these methods involves incurring in execution times that are prohibitive in studies of the electrical network. This problem becomes critical in contingency case studies, even using the simple $N-1$ contingency criterion. The construction of neural networks that approximate the resolution of load flows allows to significantly reducing the execution time of the aforementioned studies. In this work, the design of a neural network architecture for the approximation of load flows is proposed. Using the designed architecture, a load flow approximation model is implemented. The validation of the tool is carried out using the Uruguayan transmission network. The approximation obtained for this case study is evaluated by applying the $MAPE$ metric and a value of 2.6% is obtained, which constitutes a very promising result.

Introducción

El análisis de flujos de carga en régimen estacionario constituye una herramienta fundamental para el análisis de un sistema eléctrico, tanto en la etapa de operación, como en la de planificación [1]. Esta herramienta es aplicada tanto a nivel de transmisión como a nivel de distribución con el fin de evitar problemas de funcionamiento, ya sea por sobrecarga de elementos o tensiones inadmisibles. El análisis de distintos escenarios críticos a través de esta técnica es crucial a la hora de tomar decisiones con incertidumbre. Históricamente, un conjunto acotado de escenarios extremos seleccionados cuidadosamente por expertos era analizado.

Hoy en día, la topología de la red eléctrica es cada vez más compleja (mayor cantidad de configuraciones posibles). A su vez, el sistema de generación ha pasado de estar localizado en unos pocos nodos a estar cada vez más distribuido. Además, la fuerte inserción de generación renovable constituye un desafío en cuanto a la variabilidad del recurso asociado a la generación, como sucede con las fuentes eólica y solar [2].

Por estas razones, es necesario analizar un conjunto más extenso de escenarios (de ahora en más casos) y resulta imposible que lo defina un experto.

El problema de flujos de carga es resuelto mediante un sistema de ecuaciones no lineales. Para la resolución computacional de este tipo de sistemas existen metodologías basadas en métodos numéricos iterativos. La principal técnica es el método de Newton-Raphson y sus variantes, analizados en profundidad en los trabajos de Stott[3], Uemura[4], Peterson[5] y Tinney[6,7]. Cualquiera de estos métodos tiene el inconveniente de incurrir en grandes costos computacionales, lo que limita el análisis de un conjunto extenso de casos. Una alternativa razonable es utilizar una técnica de aproximación lineal conocida como *Flujo DC* como en el trabajo de Stott[8]. Esta técnica asume determinadas hipótesis en las características de los elementos de la red que permiten convertir el problema en la resolución de un sistema lineal de ecuaciones. Esto reduce sensiblemente el tiempo de resolución. Si bien la resolución mediante el *Flujo DC* brinda una buena aproximación a la solución del problema, tiene limitaciones con respecto al análisis de ciertos problemas, en particular análisis de tensiones y pérdidas, que son esenciales para el correcto desempeño de la red.

Resolución del problema de flujo de carga

En esta sección se presenta la formulación matemática del problema de flujo de carga y luego el abordaje tomado en este trabajo mediante redes neuronales que aproximan dicho problema.

Consideraciones Generales

El problema del flujo de carga se basa en obtener el voltaje en magnitud y fase de cada nodo de la red, a partir de los cuales quedan determinadas el resto de las variables, como ser el flujo por los elementos. Debido a que se trata de un problema que no es lineal ni convexo, no existen técnicas analíticas de resolución exacta, y debe resolverse mediante métodos numéricos iterativos. El problema se puede plantear a través de las siguientes ecuaciones, una correspondiente a la potencia activa (Ec. 1) y otra correspondiente a la reactiva (Ec. 2) para cada uno de los nodos de la red.

$$0 = -P_i + \sum_{k=1}^N |V_i||V_k|(G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (1)$$

$$0 = -Q_i + \sum_{k=1}^N |V_i||V_k|(G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (2)$$

donde P_i y Q_i son las potencias activas y reactivas respectivamente, las variables V y θ representan el voltaje en magnitud y fase. Los parámetros G y B son propiedades físicas de las líneas.

De las variables anteriores se sabe lo siguiente:

- G , B y la potencia activa inyectada son datos de entrada
- Los ángulos θ son desconocidos salvo en el/los nodo/s *slack*, donde la fase es impuesta en el valor cero. Existe al menos un nodo *slack*.
- La potencia reactiva puede ser conocida en los nodos donde el generador es capaz de controlar el voltaje regulando la reactiva (dentro de ciertos límites). En cualquier otro caso es una variable desconocida.

Redes neuronales y formulación del problema

En los últimos años las técnicas de aprendizaje automático, en particular el aprendizaje profundo, se han utilizado cada vez con más frecuencia en diversos campos de la ciencia. Los métodos numéricos tradicionales aplicados a la resolución de problemas no se clasifican como métodos de aprendizaje, sino como métodos exactos. Los métodos de aprendizaje se pueden entender como cajas negras con ciertos parámetros que aproximan una función desconocida. De la función se conoce un conjunto de salidas correspondientes a un conjunto determinado de entradas. Los parámetros se ajustan de forma que el conjunto de salidas del modelo generado a partir del conjunto de entradas ajuste a la salida real. Dicho ajuste se realiza minimizando el error asociado a una métrica en particular que compara la salida real con la obtenida del modelo.

Entre las técnicas de aprendizaje automático, las redes neuronales profundas han demostrado grandes resultados para la resolución de problemas muy complejos, lo que ha motivado el abordaje de este trabajo. Se destacan en este sentido las áreas del reconocimiento de imágenes y del procesamiento del lenguaje natural.

El uso de técnicas de aprendizaje automático para aproximar el flujo de carga presenta un gran desafío a la hora de entrenar el modelo. Sin embargo, tiene la ventaja que una vez que se obtienen los

parámetros de la red neuronal asociada, el cálculo de un flujo de carga se reduce a la aplicación de simples funciones matemáticas encadenadas. Esto reduce notablemente los costos computacionales asociados a las técnicas citadas en la sección 1, sobre todo cuando se debe aplicar a gran cantidad de casos en el marco de un estudio de planificación de la expansión de la red.

La idea principal de este trabajo es entrenar una red neuronal para la predicción de flujos en el sistema eléctrico de Uruguay a nivel de transmisión (150 kV y 500 kV).

Trabajos relacionados

Muchos trabajos se han realizado en años recientes aplicando técnicas de aprendizaje automático a la resolución de problemas relacionados con el sector eléctrico. Diversos estudios que utilizan algoritmos de aprendizaje automático se han realizado para monitorear la estabilidad del voltaje en la red eléctrica, como por ejemplo el estudio de Malbas[9]. Estos trabajos se basan en realizar predicción de ciertas variables basada en datos medidos.

Otra de las ramas de la ingeniería eléctrica en donde se han aplicado técnicas de aprendizaje automático es la de detección de fallas en las líneas de transmisión, los trabajos de Chen [10] y Hasan [11] se destacan entre otros.

Sin embargo, en el problema que abordamos en este artículo son pocos los trabajos realizados utilizando estas técnicas. La mayor parte de estos trabajos apuntan a resolver el problema general del flujo óptimo (*OPF*) o sus variantes. El trabajo de Pan[12] se enfoca en la aplicación de redes neuronales profundas para la resolución del problema de *OPF* mientras que los trabajos de Marot [12] y Owerko [14] utilizan otro tipo de arquitecturas de redes neuronales que contemplan la topología en su estructura.

Dos trabajos relevantes aplican técnicas de inteligencia artificial a la resolución del problema de flujo de carga estándar. En el estudio realizado por Paucar [15] se aplican técnicas de perceptrón multicapa en redes eléctricas pequeñas. En un trabajo reciente de Donnot[16], técnicas más complejas de aprendizaje profundo son utilizadas para la resolución de flujos de carga en redes de transmisión reales de tamaño considerable.

Diseño e implementación de la solución

En esta sección se describen, el diseño e implementación de la solución propuesta, las etapas de manejo de datos y entrenamiento del modelo asociado. También se presenta la implementación en software de la solución.

Manejo de datos y métrica utilizada

En esta subsección se describe la preparación y estructura de datos de entrada y salida, así como las métricas utilizadas al realizar la evaluación de resultados experimentales.

Preparación de datos

Para obtener los datos adecuados para el entrenamiento del modelo desarrollado se resolvieron 40000 casos en la herramienta de *Siemens Industry PSS/E*[17], obteniéndose un conjunto de resultados que representan flujos por cada elemento de la red. Los datos de generación y demanda para la creación de los distintos escenarios de flujos eléctricos en régimen estacionario se obtuvieron a partir del sistema de simulación *SimSE*[18].

Los flujos de carga resueltos hasta lograr la convergencia deben cumplir con las tensiones admisibles por nodo impuestas en el software *PSS/E* (rango desde 0.95 a 1.05), así como también los límites de reactiva que pueden entregar los generadores o compensadores modelados. Los casos que no convergen y los que no cumplen límites de reactiva o tensiones, son descartados para el presente caso de estudio. En la resolución de los flujos de carga, se utilizó la opción de ajuste automático de *TAPs* y compensación *shunt* implementada en *PSS/E* para lograr el ajuste de las tensiones al rango admisible. Esto podría tener inconvenientes a la hora de entrenar el modelo, debido a que las soluciones de casos similares pueden tener ajustes de compensación y *TAPs* diferentes. Esto se traduce en variaciones relevantes de flujos en los elementos para situaciones de generación y demanda similares, o incluso idénticas. Este efecto es analizado en profundidad en el trabajo de Pena [19]. De la red uruguaya de transmisión

se consideraron sólo los elementos de 150 kV y 500 kV. Éste modelado resulta en una red eléctrica con 190 elementos entre líneas aéreas, cables subterráneos y transformadores. En este trabajo se considera una topología dada, basada en el modelo publicado por UTE [20], y no se analizan contingencias.

Descripción de datos

Los datos de entrada consisten en un vector de potencias asociado a las generaciones y demandas. Los datos de salida son las potencias en MVA de un nodo a otro nodo a través de un elemento que puede ser una línea aérea (de 150 kV o 500 kV), cable subterráneo de 150 kV o transformador.

- *Entrada: Potencias de generación y demanda (MW)*, (199 componentes). Se asigna por convención un signo positivo a la generación y negativo a la demanda.
- *Salida: Potencias de flujo de cada elemento (MVA)*, (380 componentes), se toma para cada flujo el valor desde ambos nodos extremos. Indicando el sentido del flujo con una convención de signo.

Métrica utilizada

Se utilizó para la evaluación el error absoluto porcentual medio (*MAPE*), definido en (Ec. 3). En la ecuación, $real_i$ refiere al valor exacto para la componente i , $pred_i$ es el valor aproximado por el modelo, y n el número de componentes de los vectores evaluados.

$$MAPE = 100 \times \frac{\sum_{i=1}^n \left| \frac{real_i - pred_i}{real_i} \right|}{n} \quad (3)$$

Arquitectura de la red neuronal

El diseño de la red neuronal puede describirse mediante el conjunto de ecuaciones 4.

$$\begin{aligned} h_0 &= \vec{P} \\ h_1 &= \sigma_1(W_1 h_0 + b_0) \\ \vec{F} &= \sigma_2(W_2 h_1 + b_1) \end{aligned} \quad (4)$$

La capa de entrada h_0 recibe un vector \vec{P} con las potencias de generación y demanda en la red. En la capa oculta de la red neuronal, W_1 representa la matriz de pesos y b_0 el vector de sesgos, mientras σ_1 es la función de activación. En este trabajo para σ_1 se utilizó la función de activación RELU, que introduce el componente no lineal necesario para aproximar la función deseada. La salida de la capa oculta es h_1 . Finalmente, en la capa de salida, W_2 representa la matriz de pesos y b_1 el vector de sesgos, mientras σ_2 es la función de activación. Por ser el rango de la salida el conjunto de los números reales, σ_2 es una función de activación lineal.

Entrenamiento del modelo

Una vez que los datos fueron preparados de acuerdo a lo descrito, se lleva a cabo un procedimiento de cuatro etapas para el entrenamiento y la evaluación del modelo. Las cuatro etapas son:

- Se separan los datos en 3 particiones tomadas al azar en proporciones 4:1:1. Estos conjuntos son: *entrenamiento*, *validación* y *testing*. El conjunto de *entrenamiento* es utilizado para ajustar los pesos y sesgos del modelo mediante el algoritmo de *backpropagation*, estándar para entrenamiento de redes neuronales.
- El conjunto de *validación* es utilizado para ensayar diferentes juegos de hiperparámetros. Se utilizó con este fin una búsqueda de hiperparámetros en una grilla. Para esto se construyó una grilla tridimensional en la que sus dimensiones representan: el número de iteraciones del entrenamiento (*nIter*), el número de muestras enviadas al optimizador en cada paso (*sizeOfMinibatch*) y la tasa de aprendizaje (*learningRate*).
- Para cada juego de hiperparámetros se entrena un modelo diferente y cada uno de ellos es evaluado en el conjunto de *validación*. El mejor modelo de acuerdo a la métrica *MAPE* es seleccionado.
- Finalmente, el mejor modelo es evaluado en el conjunto de *testing* utilizando la métrica *MAPE*.

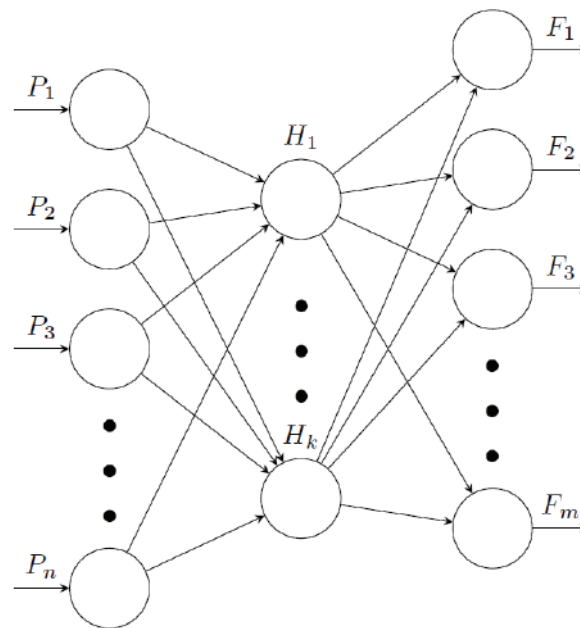


Figura 1. Arquitectura de la red neuronal entrenada.

Implementación

Para implementar la arquitectura de red neuronal presentada en la figura 1 asociada a la ecuación 4 se definieron los siguientes componentes:

- *Capa de entrada*, formada por 199 neuronas asociadas a cada una de las potencias de entrada.
- *Capa oculta totalmente conectada*, 20 neuronas a las que se les aplica la función de activación no lineal RELU (Rectified Linear Unit), para capturar los componentes no lineales del problema a resolver.
- *Capa de salida*, 380 neuronas representando las potencias de flujo entre los nodos desde ambos extremos. Se aplica la función de activación lineal debido a que la salida debe ser un valor continuo que puede tomar cualquier valor real.

Análisis experimental y resultados obtenidos

En esta sección se presenta la plataforma computacional utilizada, el análisis experimental realizado y la evaluación de los resultados del caso de estudio planteado.

Plataforma computacional y software utilizado

Los modelos propuestos fueron implementados en el lenguaje de programación *Python*, utilizando *Tensorflow*. El conjunto de datos se obtiene de una base de datos *Sqlite*. A su vez se utilizan varias bibliotecas científicas y de aprendizaje automático para el manejo de datos, entrenamiento de modelos y visualización de resultados. El ambiente de hardware utilizado consiste en un computador de escritorio con un procesador Intel Core i7-8550U CPU@1.80GHz 1.99GHz de 8 núcleos y 32 GB RAM.

Evaluación de resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el análisis del impacto del volumen de datos de entrada en este caso de estudio. Además, es reportada la evaluación del mejor modelo obtenido utilizando como modelo de referencia el *Flujo DC*, aplicado al mismo caso de estudio.

Impacto del volumen de datos de entrada

El tamaño del conjunto de datos de entrenamiento adecuado para el correcto aprendizaje de una red neuronal depende de la índole del problema que se quiera resolver.

Es claro que contar con un mayor volumen de datos permite entrenar un modelo con mayor precisión, ya que se posee más información. Como contrapartida, la obtención y preparación de los datos cuando el volumen es mayor tiene un costo adicional. Por otra parte, si el entrenamiento tiene un alto costo computacional, e incrementar la cantidad de datos no mejora de forma relevante la precisión, se debe considerar mantener un conjunto acotado.

Por lo tanto, el desafío radica en tener un conjunto de datos lo más compacto posible. Para decidir cuál es este conjunto, se debe encontrar un punto en dónde aumentar el tamaño del conjunto no contribuya en mejorar significativamente la calidad del modelo. Este punto se puede encontrar visualmente aplicando una estrategia conocida como *elbow method*. Al graficar el error respecto del tamaño del conjunto se puede observar que existe un punto de quiebre en dónde la variación del error cometido deja de ser significativa.

En este caso de estudio se entrenan varias instancias del modelo óptimo con diferentes tamaños de conjunto de datos de entrada. Cada modelo entrenado es evaluado utilizando la métrica *MAPE* para determinar el impacto del volumen de datos sobre la precisión obtenida.

La evaluación a través de la métrica *MAPE* se realizó considerando valores de potencias de flujos mayores a diferentes umbrales relevantes para los estudios. En este análisis se consideraron tres umbrales: $u_1 = 1MVA$, $u_2 = 10MVA$ y $u_3 = 50MVA$.

El interés principal de este análisis se debe a que, en los estudios realizados en redes eléctricas para evaluar la carga de los elementos de la red, son de relevancia aquellos donde el flujo es considerable respecto de la ampacidad del elemento.

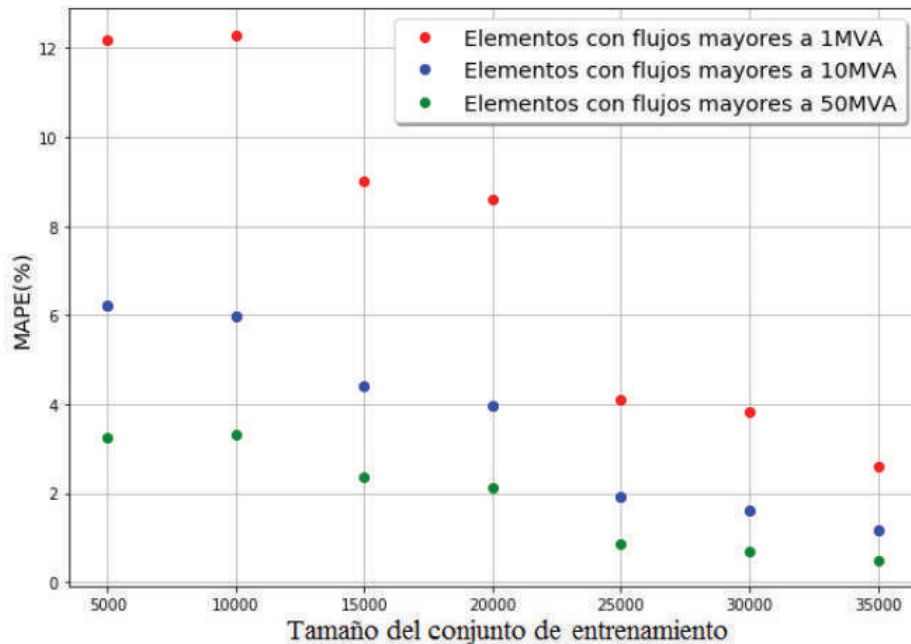


Figura 2. Evaluación MAPE según conjunto de entrenamiento.

En la figura 2 se puede confirmar como resultado relevante que incrementar la cantidad de datos mejora la precisión del modelo para todos los umbrales considerados. A su vez se observa que la evaluación considerando el umbral es aproximadamente cinco veces inferior que si se considera el umbral . Para cualquiera de los umbrales considerados, el resultado de la evaluación a través de la métrica *MAPE* con 35000 datos es muy bueno. Se observa además que las predicciones son mejores en elementos donde el flujo es elevado. Esto se puede explicar debido a que los grandes flujos habitualmente están asociados a demandas o generaciones directas de gran porte. En los casos de elementos de flujos menos significativos, resulta más complejo el aprendizaje por parte del modelo, ya que no están asociados a generaciones o demandas directamente.

Resultados finales

Los resultados obtenidos muestran que el modelo de red neuronal propuesto aplicado al estudio del sistema de transmisión de Uruguay obtuvo un *MAPE* de 2.6 %. En el cuadro 1 se reportan los resultados obtenidos para el modelo desarrollado comparados con el modelo base que resuelve el *Flujo DC* según el trabajo de Pena [19].

Se consideran para la evaluación los valores *MAPE* de los tres umbrales definidos: $u_1 = 1MVA$, $u_2 = 10MVA$ y $u_3 = 50MVA$. A la hora de comparar con el modelo base, se debe considerar que el mismo es resuelto mediante *Flujo DC*, que al desprestigiar las pérdidas tiene como consecuencia que el flujo es el mismo en cualquiera de los dos extremos del elemento. Para el caso de la red neuronal, se está ajustando respecto de la salida de la resolución del *Flujo AC*, por lo que se obtienen flujos diferentes en ambos extremos de cada elemento. Esto es de relevancia, ya que de forma indirecta la red neuronal aproxima las pérdidas, lo que agrega valor al modelo.

Cuadro 1. Comparación respecto del modelo base.

Modelo	MAPE ₁	MAPE ₁₀	MAPE ₅₀	Tiempo (ms)
Red neuronal	2.6	1.2	0.5	0.015
Flujo DC	12.6	7.1	4.2	0.013

Respecto de la comparación planteada, para el error *MAPE* con umbral se observa en el cuadro 1 que el modelo desarrollado reporta un valor 4.8 veces menor que el modelo base. Adicionalmente, el modelo desarrollado obtiene un valor aproximado para las pérdidas, lo que aporta valor al mismo.

En cuanto a los tiempos de ejecución, el modelo de red neuronal requiere un entrenamiento que se realiza una sola vez por topología. Para la topología considerada el tiempo de entrenamiento fue de 13 minutos.

El *Flujo DC* no requiere entrenamiento debido a que es una aproximación analítica al problema general. Los tiempos de predicción para un sólo escenario reportados en el cuadro 1 son de 0.015 milisegundos para el modelo de red neuronal y de 0.013 milisegundos para el modelo de *Flujo DC*. La resolución del *Flujo AC* que realiza el software PSS/E para un sólo escenario tiene un tiempo de ejecución de 30 milisegundos.

Los resultados reportados en cuanto a la precisión y tiempos de ejecución para el modelo desarrollado son muy prometedores.

Conclusiones y trabajo futuro

En este artículo se abordó el problema de la resolución de flujos de carga utilizando redes neuronales y su aplicación al sistema de transmisión eléctrico de Uruguay.

Se diseñó un modelo de red neuronal con una arquitectura en tres capas. El mismo fue entrenado utilizando técnicas de búsqueda de hiperparámetros en una grilla. El análisis experimental realizado consistió en entrenar el modelo propuesto utilizando 40000 escenarios de flujos de carga resueltos con el software PSS/E. Todos los módulos de software utilizados, se ejecutaron en un computador de escritorio con un procesador Intel Core i7-8550U CPU@1.80 GHz 1.99 GHz de 8 núcleos y 32 GB RAM. Para evaluar el modelo se utilizó la métrica *MAPE*. En primer lugar, se analizó el impacto en la calidad del modelo del volumen de datos de entrenamiento. Se constató que la utilización de mayores volúmenes de datos mejora los valores *MAPE* obtenidos.

Por otra parte, con el mejor modelo desarrollado se obtuvo un valor de $MAPE = 2.6\%$ considerando flujos mayores a 1MVA. Se tomó como modelo de referencia el de *Flujo DC*, para el cual el valor $MAPE = 12.6\%$ considerando flujos mayores a 1MVA. El tiempo de ejecución del modelo de red neuronal fue de 0.015 milisegundos por caso y la resolución del *Flujo AC* realizada por PSS/E ejecuta en un tiempo de 30 milisegundos por caso.

El modelo desarrollado permite resolver flujos de carga sobre una topología fija con una muy buena precisión, aproximando pérdidas y con un tiempo de ejecución adecuado. Esto implica que los estudios eléctricos realizados hoy en día se pueden enriquecer con este modelo, ya que las herramientas actuales presentan como limitante principal los tiempos de ejecución. Se puede concluir que los resultados obtenidos son muy prometedores.

Las principales líneas de trabajo futuras consisten en mejorar el modelo desarrollado de forma que aproxime tensiones y potencia reactiva. A su vez, se trabajará en incorporar como dato de entrada la definición de la topología de la red, de forma de generalizar el modelo a cualquier topología. Esta generalización implica diseñar arquitecturas más complejas de redes neuronales y utilizar herramientas informáticas de manejo de grandes volúmenes de datos.



Referencias

- [1] R. L. Sullivan, "Power system planning", *McGraw-Hill Inc.*, New York, 1977.
- [2] P. Pena, N. Morales, C. Zoppolo, A. Pizzini, y M. Arstenstein, "Probabilistic power flow for the transmission system expansion planning considering distributed generation variability", *CIGRE Science & Engineering* Jun. 2017, vol. 8, pp. 138 – 143, Jun. 2017.
- [3] B. Stott y O. Alsac, "Fast decoupled load flow", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859–869, 1974.
- [4] K. Uemura y H. Pref, "Approximated jacobians in newton's powerflow method", in *Proc. Power System Computation Conference*, 1972.
- [5] N. M. Peterson, W. F. Tinney, y D. W. Bree, "Iterative linear ac powerflow solution for fast approximate outage studies", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 5, pp. 2048–2056, 1972.
- [6] W.F. Tinney y J. W. Walker, "Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization", *Proceedings of the IEEE*, vol. 55, no. 11, pp. 1801–1809, 1967.
- [7] W. F. Tinney y C. E. Hart, "Power flow solution by newton's method", *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, no. 11, pp. 1449–1460, 1967.
- [8] B. Stott, J. Jardim, y O. Alsac, "Dc power flow revisited", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, 2009.
- [9] V. Malbasa, C. Zheng, P.-C. Chen, T. Popovic, y M. Kezunovic, "Voltage stability prediction using active machine learning", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 3117–3124, 2017.
- [10] Y. Q. Chen, O. Fink, y G. Sansavini, "Combined fault location and classification for power transmission lines fault diagnosis with integrated feature extraction", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 1, pp. 561–569, 2017.
- [11] A. N. Hasan, P. P. Eboule, y B. Twala, "The use of machine learning techniques to classify power transmission line fault types and locations", *2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP)*. IEEE, 2017, pp. 221–226.
- [12] X. Pan, T. Zhao, y M. Chen, "Deepopf: Deep neural network for dc optimal power flow", *2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids(SmartGridComm)*, 2019, pp. 1–6.
- [13] A. Marot, B. Donnot, C. Romero, L. Veyrin-Forrer, M. Lerousseau, B. Donon, y I. Guyon, "Learning to run a power network challenge for training topology controllers", *arXiv preprint arXiv:1912.04211*, 2019.
- [14] D. Owerko, F. Gama, y A. Ribeiro, "Optimal power flow using graph neural networks", *ICASSP 2020-2020 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP)*. IEEE, 2020, pp. 5930–5934.
- [15] V. L. Paucar y M. J. Rider, "Artificial neural networks for solving the power flow problem in electric power systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 62, no. 2, pp. 139–144, 2002.
- [16] B. Donnot, "Deep learning methods for predicting flows in power grids: novel architectures and algorithms" Ph.D. dissertation, 2019.
- [17] Siemens Industry, "Pss/e." [Online]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html>
- [18] G. Casaravilla, R. Chaer, y P. Alfaro, "Simsee: Simulador de sistemas de energía eléctrica," Proyecto PDT 47/12. Technical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Number 7-Dec, Tech. Rep., 2008.
- [19] P. Pena, N.M. Morales Pignatta, A. Pizzini, y M. Arstenstein, "Experiencia en la planificación de la expansión del sistema de transmisión uruguayo con gran penetración de generación renovable", *Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE - XVII ERIAC, Ciudad del Este, Paraguay*, 21-25 mayo, 2017. Disponible: <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2017/PMPA17>
- [20] Modelo de la red de Trasmisión. UTE. Disponible: <https://portal.ute.com.uy/institucional/ute/utei/mapas-y-datos-para-realizar-simulaciones-de-carga> (último acceso: 29 de octubre, 2021)

Agrupación difusa como herramienta para reducir la subjetividad en el diagnóstico de aisladores poliméricos

Fuzzy clustering as a tool for reducing subjectivity in the diagnosis of polymer insulators

João Pedro da Costa Souza¹, Edson Guedes da Costa²,
Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega³, Bruno Albuquerque Dias⁴,
Antonio Francisco Leite Neto⁵

da Costa Souza, J.P; Guedes da Costa, E; Medeiros Martins Nobrega, L.A; Albuquerque Dias, B; Leite Neto, A.F. Agrupación difusa como herramienta para reducir la subjetividad en el diagnóstico de aisladores poliméricos. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 193-204.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6041>



- 1 Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Brasil. Correo electrónico: joao.souza@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0002-3490-6762>
- 2 Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Brasil. Correo electrónico: edson@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2998-2039>
- 3 Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Brasil. Correo electrónico: luiz.nobrega@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2634-8526>
- 4 Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Brasil. Correo electrónico: bruno.dias@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0001-9521-6864>
- 5 Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Brasil. Correo electrónico: antonio.leite@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0002-1001-687X>



Palavras-chave

Diagnóstico de isoladores; isoladores poliméricos; agrupamento difuso; redução da subjetividade; estado operacional.

Resumo

O diagnóstico das condições operacionais de isoladores poliméricos é um tema pertinente de estudo e pode apresentar elevada carga de subjetividade. Assim, o presente trabalho tem como objetivo propor uma metodologia, baseada em agrupamento difuso (*fuzzy clustering*), para reduzir a subjetividade no diagnóstico de isoladores poliméricos. Foram ensaiados 60 isoladores poliméricos de tensão nominal de 138 kV com diferentes níveis de degradação. Os isoladores foram classificados inicialmente a partir de inspeção visual em três níveis de degradação: baixo, intermediário e crítico. Em seguida, os isoladores foram submetidos às seguintes técnicas de monitoramento: detecção de radiação ultravioleta, termografia infravermelha e detecção de ruído ultrassônico. Os dados oriundos das inspeções foram extraídos e processados. Para cada método de inspeção, as amostras foram agrupadas em três conjuntos a partir de agrupamento difuso. Os conjuntos foram então associados a cada nível de degradação a partir da análise minuciosa dos dados. Um diagnóstico foi estabelecido considerando os agrupamentos relativos às três técnicas utilizadas e os resultados foram comparados ao diagnóstico oriundo da inspeção visual, sendo o estado mais crítico entre os dois considerados. Constatou-se que 5 dos isoladores apresentaram nível de degradação mais elevado do que o estabelecido a partir de inspeção visual, de modo que a metodologia utilizada asseguraria a retirada ou supervisão mais conservadora dos isoladores. A metodologia proposta reduz a subjetividade do diagnóstico de isoladores poliméricos, inserindo um fator não supervisionado na classificação do seu estado operacional.

Keywords

Diagnosis of insulators; polymer insulators; fuzzy clustering; reduction of subjectivity; operational state.

Abstract

The diagnosis of polymer insulators is a relevant topic of study and may present a high subjectivity. Thus, the present work aims to propose a methodology based on fuzzy clustering to reduce subjectivity in the diagnosis of polymer insulators. 60 polymer insulators with different degradation levels and nominal voltage of 138 kV were tested. The insulators were classified through visual inspection in three degradation levels: low, intermediate and critical. Then, the insulators were submitted to the following monitoring techniques: ultraviolet radiation detection, infrared thermography and ultrasound noise detection. Data from inspections were extracted and processed. For each monitoring method besides visual inspection, samples were grouped in three clusters. The clusters were associated to the degradation levels through detailed data analysis. A diagnosis was established considering the clusters from the three monitoring methods and results were compared to the diagnosis considering the visual inspection, and the most critical condition among them was considered. Five of the insulators presented a higher degradation level than the one established through visual inspection, so the methodology used would ensure the removal or supervision of the equipment. The proposed methodology reduces subjectivity in the diagnosis of polymer insulators while adding an unsupervised factor in the classification of its operational state.

Introdução

Isoladores poliméricos têm substituído gradativamente isoladores cerâmicos em linhas de transmissão desde o decênio de 1980 em razão de diversas vantagens, tais como menor peso, custo e maior resistência à contaminação [1],[2]. Apesar das vantagens, existe carência de informações relativas ao processo de formação de falhas, como o envelhecimento dos materiais poliméricos e influência da exposição contínua à poluição, o que fomenta a necessidade do uso de técnicas inovadoras para garantir a disponibilidade e confiabilidade das linhas [3-5].

Algumas das principais técnicas utilizadas para o monitoramento de isoladores poliméricos são a detecção de radiação ultravioleta, a termografia infravermelha, a detecção de ruído ultrassônico e a inspeção visual. Ainda que confiáveis, tais técnicas apresentam limitações. A inspeção por detecção de radiação UV carece de padronização e da determinação de parâmetros significativos para identificação do estado de degradação do isolador [6],[7]. Inspeções por termografia infravermelha e detecção de ruído ultrassônico, por sua vez, apresentam grande influência do ambiente, ainda não completamente mensurada [8]. Por fim, a técnica de inspeção mais comum – a inspeção visual – depende da experiência e senso crítico do avaliador [9]. Ainda que algumas dessas limitações possam ser mitigadas pela utilização das técnicas em conjunto, a falta de padronização e de critérios objetivos na maior parte dos métodos de inspeção insere um grau de subjetividade no diagnóstico de isoladores poliméricos.

Nesse contexto, a associação de técnicas de monitoramento a modelos de aprendizado de máquina para determinação do estado operacional de isoladores poliméricos surge como uma alternativa para reduzir a subjetividade em seu diagnóstico [10]. O aprendizado de máquina pode ser dividido em aprendizado supervisionado e não supervisionado. No aprendizado não-supervisionado, o objetivo é a determinação de estruturas no banco de dados: a identificação de possíveis padrões, sem a necessidade de rótulos prévios explícitos. De forma resumida, busca-se a identificação de uma possível relação entre dados disponíveis, com associação de tendências. No aprendizado supervisionado, exemplos de entradas de dados e suas respectivas saídas são fornecidos em uma etapa de treinamento de modelos, de modo que se torna possível mapear o comportamento das saídas em função das entradas a partir de uma regra geral [11].

Diversos trabalhos se propuseram ao diagnóstico de isoladores poliméricos auxiliado por aprendizado supervisionado [12-16]. Entretanto, nesses trabalhos, a subjetividade permeia o diagnóstico desde a etapa de treinamento, realizada a partir de amostras classificadas por inspeção visual. Embora seja impossível eliminar completamente a subjetividade do diagnóstico, métodos que reduzam essa subjetividade são desejáveis. Uma abordagem possível é a utilização de metodologias baseadas em técnicas de aprendizado de máquina não supervisionado [17], como o agrupamento difuso.

Agrupamento (ou *clustering*, no inglês) é uma tarefa de aprendizado de máquina não supervisionado que tem como objetivo agrupar objetos em *clusters*, de forma que objetos similares estejam contidos em um mesmo *cluster* e objetos diferentes estejam em *clusters* diferentes. O agrupamento é uma das tarefas mais utilizadas em análise exploratória de dados e pode ser realizado a partir de diferentes algoritmos, sendo um dos mais comuns o agrupamento difuso (ou *fuzzy clustering*, no inglês).

O agrupamento difuso cria classificações intermediárias (a partir de coeficientes de partição, que indicam o grau de pertencimento a um *cluster* e cuja soma deve ser igual a 1), diferentemente de outras formas de agrupamento, que atribuem um elemento unicamente a um determinado *cluster*. Assim, o agrupamento difuso também é algumas vezes denominado de agrupamento suave (*soft clustering*, no inglês) [18]. O agrupamento difuso é bastante útil quando fronteiras entre *clusters* são ambíguas e não estão bem definidas. Além disso, a afiliação a múltiplos

clusters pode auxiliar na descoberta de relações mais sofisticadas entre *clusters* para um dado conjunto de dados [19]. Esse tipo de agrupamento pode ser de grande utilidade no diagnóstico de isoladores, dado que progressões em seu estado operacional ocorrem de forma contínua.

Assim, o presente trabalho tem como objetivo propor uma metodologia baseada em agrupamento difuso de forma a reduzir a subjetividade no diagnóstico de isoladores poliméricos, levando em consideração informações oriundas da inspeção visual. Nesta seção, o tema central de estudo foi introduzido e discutido, de forma a apresentar as motivações do presente trabalho, destacando-se o seu objetivo. Na seção 2, Metodologia, o material utilizado e os métodos desenvolvidos para alcançar o objetivo proposto são apresentados. Na seção 3, os resultados obtidos são expostos e discutidos. Por fim, na seção 4, as conclusões alcançadas são apresentadas; trabalhos futuros são sugeridos. Este trabalho se encerra com a prestação dos devidos agradecimentos e a apresentação das referências utilizadas.

Metodologia

Materiais

Os isoladores utilizados nos ensaios em laboratório podem ser observados na figura 1. As amostras correspondem a 60 isoladores poliméricos de 138 kV, retirados de operação da linha que interliga os municípios de Campina Grande – PB e Santa Cruz – RN, Brasil.



Figura 1. Fotografia dos isoladores poliméricos utilizados neste trabalho.

Os isoladores analisados possuem tipos distintos de revestimento polimérico, de EPDM e silicone, com terminais metálicos similares (tipo concha no terminal terra e bola no terminal fase), fabricados em aço galvanizado; o núcleo é composto por fibra de vidro reforçada com resina epóxi.

Métodos

Os isoladores poliméricos sob estudo foram inspecionados visualmente e ensaios em laboratório foram realizados para extração de dados a partir das seguintes técnicas de monitoramento: inspeção por detecção ultravioleta; termografia infravermelha e detecção de ruído ultrassônico. Os dados foram processados e os isoladores foram diagnosticados de acordo com a metodologia baseada em agrupamento difuso proposta neste trabalho. Os métodos utilizados são elucidados a seguir.

Inspeção visual

Os isoladores foram inicialmente classificados a partir de inspeção visual, de acordo com diretrizes observadas na bibliografia especializada. A partir dos métodos propostos em [9] e [20], sugeriu-se o sistema de classificação apresentado na tabela 1.

Tabela 1. Classes de isoladores poliméricos sugeridas neste trabalho.

Classificação sugerida		
Classes	Nível de degradação	Descrição
A	Baixo	Isoladores com baixo ou nenhum risco
B	Intermediário	Isoladores com risco moderado
C	Crítico	Isoladores com risco crítico

Ensaio em laboratório e extração de dados

Ensaio em laboratório foram conduzidos para extração de informações relativas à termografia infravermelha, radiação ultravioleta e ruído ultrassônico. A corrente de fuga também foi medida para fins de controle. Uma fotografia do arranjo utilizado é apresentada na figura 2.

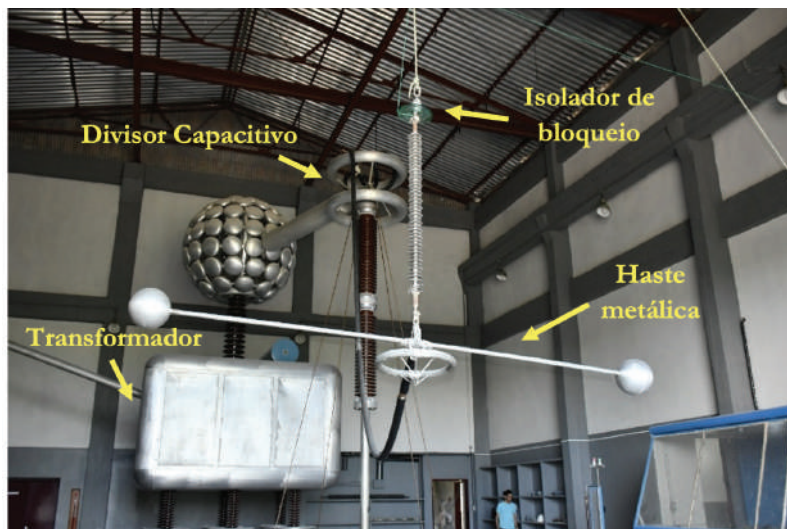


Figura 2. Fotografia do arranjo em laboratório.

Os métodos de inspeção por detecção de radiação ultravioleta, termografia infravermelha e detecção de ruído ultrassônico foram empregados a partir de uma plataforma localizada a 8 m dos objetos de teste. Os equipamentos utilizados para cada um dos métodos supracitados foram uma câmera de detecção UV modelo DayCor II® da Ofil Systems, um termovisor Systems P65, da FLIR e um detector de ruído ultrassônico Ultraprobe 2000 da UE Systems.

A partir do método de inspeção por termografia infravermelha, pelo menos três imagens térmicas foram registradas para cada isolador. Um vetor de temperaturas foi extraído do corpo dos isoladores. O aumento da temperatura dos isoladores, a variação de temperatura ao longo dos isoladores (1ª derivada do vetor de temperaturas) e a variação entre variações de temperaturas (2ª derivada do vetor de temperaturas) foram extraídos. Ademais, operações de estatística descritiva foram realizadas para extração de atributos como medidas de tendência central e de dispersão, iniciativa similar à proposta em [13]. Ao todo, 33 atributos de temperatura foram extraídos.

A partir do método de inspeção por detecção de radiação ultravioleta, dois vídeos de 1 (um) minuto de duração foram registrados para cada isolador polimérico. A extração dos atributos oriundos das inspeções por detecção de radiação ultravioleta foi realizada a partir da metodologia proposta em [6], sendo extraídos os seguintes atributos: persistência das descargas ao longo do vídeo, a área das descargas (número de *pixels* associados à manifestação UV), o perímetro das descargas (número de *pixels* correspondente às bordas da manifestação UV) e o fator de forma (razão entre área e perímetro de descargas).

A partir do método de inspeção por detecção de ruído ultrassônico, três sinais de áudio de 30 segundos de duração foram registrados. A extração dos atributos oriundos das inspeções por detecção de ruído ultrassônico foi realizada para cada uma das três amostras de áudio registradas. Os atributos obtidos foram comparados entre si e o atributo mais distinto foi excluído. A média entre os dois atributos mais similares foi utilizada como o atributo final. Essa estratégia foi utilizada de modo a excluir amostras possivelmente afetadas por ruídos externos ou falhas na medição. O processamento dos sinais de ruído ultrassônico abrangeu operações de estatística descritiva, extração de harmônicas, vetores de Energia dos Centróides de Sub-bandas Espectrais (VECSE) e a transformada Wavelet dos sinais, iniciativa similar às propostas em [16], [21] e [23]. Para todos os métodos de inspeção, os *outliers* foram retirados.

Metodologia proposta baseada em agrupamento difuso

O processo de agrupamento difuso foi realizado isoladamente para cada método de inspeção utilizado, com exceção da inspeção visual. A associação dos *clusters* ao estado operacional dos isoladores foi realizada a partir da análise dos seus centroides. A seguir, tendo em vista que a seleção de atributos pode ajudar na melhoria de algoritmos de aprendizado não-supervisionado [24], uma seleção prévia de atributos foi realizada com base na correlação dos atributos entre si (redundância). Os atributos que possuíam correlação elevada com outros atributos foram considerados redundantes, sendo retirados a partir de um processo similar ao realizado em [25]: os atributos foram ordenados a partir da correlação média com outros atributos e os atributos mais redundantes foram retirados. Tendo em vista o menor número de atributos oriundos das inspeções por detecção de radiação ultravioleta, a seleção prévia de atributos não foi realizada para os dados desse tipo de inspeção.

Ao fim da etapa não supervisionada, coeficientes de partição foram considerados notas. As notas relativas a cada método de inspeção foram somadas para cada nível de degradação, em um sistema similar a uma votação. Os isoladores foram classificados de acordo com o nível de degradação associado à maior nota.

Por fim, a classificação oriunda da etapa não supervisionada foi comparada à classificação inicial por inspeção visual e o estado mais crítico dentre as duas classificações foi considerado. Por exemplo, um isolador que tenha sido classificado como A na etapa não supervisionada e como B na classificação por inspeção visual teria B como rótulo final.

Resultados

Inspeção visual

Os 60 isoladores poliméricos foram classificados visualmente nas classes A, B e C, descritas na tabela 1. Exemplos de isoladores classificados em cada classe podem ser observados na figura 3, com destaque para alguns dos defeitos mais evidentes observados.

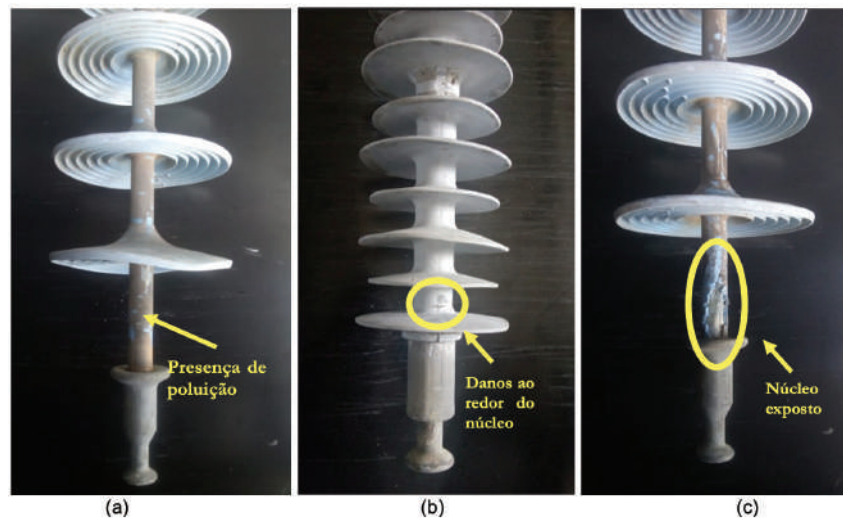


Figura 3. Fotografias de isoladores classificados via inspeção visual como pertencentes à Classe A, B e C.

Na figura 3 (a) tem-se um isolador atribuído visualmente à classe A. Nota-se a presença de uma leve camada de poluição; no isolador apresentado na figura 3 (b), é possível observar danos crescentes no revestimento polimérico, porém sem exposição do núcleo de fibra de vidro, o que motivou a sua associação à classe B. Por fim, na figura 3 (c), um isolador atribuído visualmente à classe C, que representa a condição operacional mais crítica dos isoladores, em que a exposição do núcleo de fibra de vidro é perceptível e os isoladores devem, assim, ser retirados de operação urgentemente. Os resultados da classificação a partir da inspeção visual podem ser resumidos na tabela 2.

Tabela 2. Sintetização da distribuição de isoladores nas classes estabelecidas.

Classes	Número de Isoladores
A	14
B	21
C	25
Total	60

Os resultados oriundos dos ensaios em laboratório são apresentados e discutidos a seguir.

Ensaio em laboratório e extração de atributos

A partir dos ensaios em laboratório, mais de 2 horas de vídeo oriundas da inspeção por detecção de radiação ultravioleta foram registradas; cerca de 180 imagens térmicas foram geradas e 90 minutos de áudio foram armazenados. O processo de extração de atributos foi realizado computacionalmente.

Classificação baseada em agrupamento difuso

Os centroides relativos à inspeção por termografia infravermelha são apresentados na tabela 3.

Tabela 3. Centroides dos clusters 1, 2 e 3 para atributos oriundos das inspeções por termografia infravermelha.

Atributos	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3
MédiaAum (°C)	2,0963	1,1628	1,8302
MédiaVar (°C)	$1,6033 \times 10^{-4}$	$-8,0468 \times 10^{-4}$	-0,0033
MédiaVarVar (°C)	-0,0027	-0,0021	-0,0033
MedianaAum (°C)	2,0637	1,1294	1,6730
MedianaVar (°C)	-0,0011	0,0022	$3,1468 \times 10^{-4}$
MedianaVarVar (°C)	-0,0012	-0,0012	0,0040
ModaAum (°C)	1,6910	0,8420	1,3566
ModaVar (°C)	-0,4483	-0,4242	-0,8002
ModaVarVar (°C)	-0,7649	-0,5486	-0,9156
VariânciaVarVar (°C)	0,0448	0,0378	0,0756
MaxLocalAum	51,8476	44,0379	8,7726
MaxLocalVar	53,3594	37,3370	5,6462
MaxLocalVarVar	66,3588	40,3592	15,8529
MinAum (°C)	1,6731	0,7798	1,3233
CurtoseVarVar	4,4438	3,6597	6,7935
AssimetriaVar	0,1334	-0,1821	-0,5619
AssimetriaVarVar	-0,2061	-0,1562	-0,3518
AreaAum (uc.°C)	343,9013	190,7572	300,3376
AreaVar (uc.°C)	0,1340	-0,0207	-0,4011
AreaVarVar (uc.°C)	-0,0758	-0,0958	-0,1880

Uc = unidade de comprimento (o comprimento dos isoladores foi parametrizado para 1).

Nota-se que o *Cluster 1* apresenta maior aumento de temperatura médio e área abaixo da curva. Além disso, a elevação de temperatura mínima é a maior dentre os três *clusters*, bem como a moda. O *Cluster 3* também apresenta valores elevados nesses atributos, com o *Cluster 2* apresentando os menores valores. Assim, o *Cluster 1* foi associado à classe C, o *Cluster 3* à classe B e o *Cluster 2* foi associado ao estado operacional de menor grau de danos, classe A.

Para fins de exemplificação, o resultado do agrupamento é apresentado na figura 4. Cada elemento foi associado ao cluster que apresentou maior coeficiente de partição para facilitar a visualização. Os centroides de cada cluster foram indicados por x.

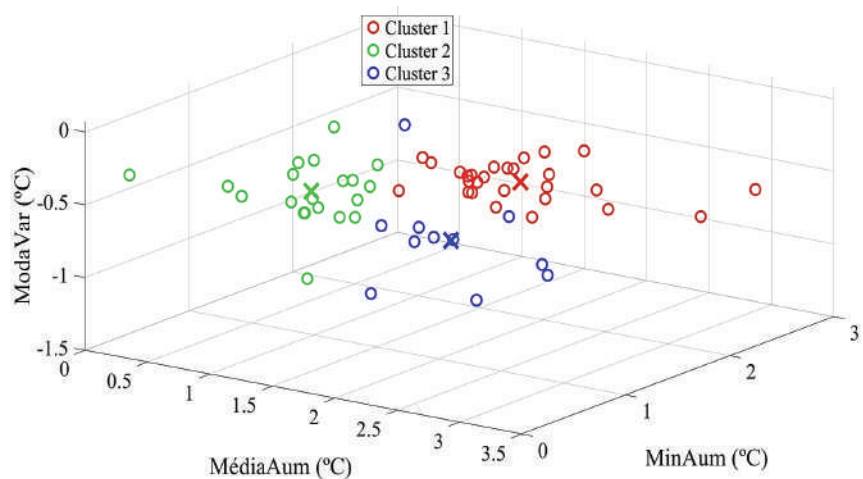


Figura 4. Ilustração dos clusters observados para dados oriundos das inspeções por termografia infravermelha.

Os centroides obtidos para os atributos de radiação ultravioleta, por sua vez, podem ser observados na tabela 4.

Tabela 4. Centroides dos clusters 1, 2 e 3 para atributos oriundos das inspeções por detecção de radiação ultravioleta.

Atributo	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3
Área (nº de pixels)	$1,4883 \times 10^4$	$2,1522 \times 10^3$	$1,6608 \times 10^3$
Perímetro (nº de pixels)	$4,4155 \times 10^3$	$1,0329 \times 10^3$	$1,0374 \times 10^3$
Persistência (1)	5,5192	6,4402	22,8974
Fator de Forma (1)	3,2952	1,9633	1,5678

A partir da observação da tabela 4, nota-se que o *Cluster 1* apresenta maior área, perímetro e, conseqüentemente, maior fator de forma. O *Cluster 3*, por sua vez, é o segundo em área e perímetro, destacando-se especialmente pela persistência elevada. O elevado valor da persistência pode ser associado a uma frequência mais constante de descargas, que pode estar relacionada ao início do processo de degradação do isolador. Desse modo, os *Clusters 1, 2 e 3* foram associados às classes C, A e B, respectivamente.

A seguir, os resultados de agrupamento para dados de ruído ultrassônico são apresentados.

Tabela 5. Centroides dos clusters 1, 2 e 3 para atributos oriundos das inspeções por termografia infravermelha.

Atributos	<i>Cluster 1</i>	<i>Cluster 2</i>	<i>Cluster 3</i>
1ª Harmônica	$1,3074 \times 10^{-4}$	$6,9954 \times 10^{-5}$	$6,3946 \times 10^{-5}$
2ª Harmônica	$9,0388 \times 10^{-6}$	$2,4664 \times 10^{-6}$	$2,8707 \times 10^{-6}$
3ª Harmônica	$3,9529 \times 10^{-5}$	$1,6317 \times 10^{-5}$	$1,7502 \times 10^{-5}$
Média	$-8,5693 \times 10^{-7}$	$-1,0781 \times 10^{-6}$	$-9,8779 \times 10^{-7}$
Nº de Zeros	$3,1490 \times 10^5$	$3,0379 \times 10^5$	$3,1046 \times 10^5$
Coeficientes de Variação	$-5,4482 \times 10^3$	$-3,9225 \times 10^3$	$-4,4040 \times 10^3$
Área abaixo da curva	0,0289	0,0086	-0,0589
Frequência Central	$2,5033 \times 10^3$	$2,5032 \times 10^3$	$2,5032 \times 10^3$
MédiaA1	$-1,0711 \times 10^{-4}$	$5,7033 \times 10^{-5}$	$-4,8304 \times 10^{-4}$
MédiaA2	$-1,5033 \times 10^{-4}$	$9,7986 \times 10^{-5}$	$-6,7199 \times 10^{-4}$
MédiaA3	$-2,0960 \times 10^{-4}$	$1,0646 \times 10^{-4}$	$-9,1326 \times 10^{-4}$
AssimetriaA1	0,0463	$-6,4789 \times 10^{-5}$	-0,0193
AssimetriaA3	-0,0030	0,0152	-0,0160
MédiaD1	$2,2797 \times 10^{-6}$	$4,0386 \times 10^{-7}$	$-8,7584 \times 10^{-7}$
MédiaD2	$-1,5119 \times 10^{-6}$	$1,9528 \times 10^{-5}$	$-2,4568 \times 10^{-6}$
MédiaD3	$-1,1947 \times 10^{-5}$	$-5,1494 \times 10^{-6}$	$-4,0243 \times 10^{-6}$
CurtoseD1	3,3041	3,3287	3,1676
AssimetriaD1	-0,0281	0,0158	0,0065
AssimetriaD2	0,0157	-0,0095	0,0163
AssimetriaD3	0,0580	0,0134	-0,0104

O *Cluster 1* é o que apresenta maior média e maior valor da terceira harmônica (180 Hz), o que pode ser associado a descargas elétricas ocorrendo nos picos positivo e negativo da onda. Também é possível notar que, dentre os valores de assimetria para o primeiro nível da

transformada Wavelet dos coeficientes de aproximação, o valor do *Cluster* 1 é o único positivo, o que indica uma cauda maior no lado direito da distribuição de probabilidade que, por sua vez, indica a presença uma frequência elevada de emissões acústicas de grande amplitude. A sua área calculada também foi a mais elevada, de forma que ele pode ser facilmente associado a um estado de degradação mais intenso (classe C).

Em grande parte dos atributos, não há uma divisão muito precisa entre os *Clusters* 2 e 3. É possível que os dados de RU utilizados forneçam informações limitadas para discernimento de estados de degradação iniciais, algo constatado também por Rocha (2014). Entretanto, ao observar pontos como a área e a assimetria negativa para o primeiro nível da transformada Wavelet dos coeficientes de aproximação, pode-se atribuir o Cluster 3 ao menor nível de degradação (classe A), de modo que o Cluster 2 é associado por eliminação a um nível intermediário (classe B).

Após o processo de extração dos *outliers*, agrupamento difuso e a comparação com a inspeção visual, os isoladores foram distribuídos nas classes propostas, de acordo com o apresentado na tabela 6.

Tabela 6. Apresentação de classes alocadas a partir de inspeção visual, agrupamento difuso e a rotulagem final.

Classes	Inspeção Visual	Agrupamento difuso	Rotulagem final
A	13	36	11
B	17	7	14
C	21	8	26

A partir da análise da tabela 6, é possível observar que a aplicação do agrupamento difuso identificou a maior parte dos isoladores como pertencente à classe A, de modo que se nota uma diferença considerável entre os dados obtidos a partir dos métodos de inspeção por detecção de radiação ultravioleta, termografia infravermelha e detecção de RU e a inspeção visual. No entanto, a metodologia conseguiu identificar a necessidade de atribuir um grau mais severo de degradação a 5 isoladores, que outrossim não seriam retirados. Constata-se assim que a inspeção visual deve ser utilizada em conjunto com esses métodos.

Conclusões

Uma metodologia para redução da subjetividade na classificação de isoladores poliméricos foi desenvolvida. A metodologia tem como base o aprendizado de máquina não supervisionado e a inspeção visual, podendo ser utilizada de forma conjunta aos métodos convencionais, proporcionando maior confiabilidade na gestão técnica de isoladores em linhas de transmissão. Ademais, a classificação realizada, com menor grau de subjetividade, pode ter impactos significativos na aplicação de técnicas inteligentes baseadas em aprendizado supervisionado (mais precisamente na etapa de treinamento), o que representa um avanço no contexto de soluções inteligentes na área de alta tensão.

A importância da utilização da inspeção visual em conjunto com outros métodos foi constatada. Os defeitos identificados visualmente não foram evidenciados de forma satisfatória a partir dos agrupamentos de dados realizados, de modo que a inspeção visual ainda se apresenta como ferramenta essencial no diagnóstico de isoladores.

Trabalhos futuros podem atestar os resultados deste trabalho a partir da submissão dos isoladores utilizados a ensaios para determinação da redução das suas características eletromecânicas, algo que não foi o foco do presente trabalho. Ademais, relações entre os métodos de inspeção e os defeitos nos isoladores podem ser investigadas de forma mais profunda.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES e ao CNPq pelo financiamento das bolsas de pesquisa e aos membros do Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Campina Grande – UFCG pelo suporte técnico-científico.

Referências

- [1] R. MARTINS. Desenvolvimento de isolador polimérico inteligente. Curitiba: Departamento de Engenharia e Ciência dos Materiais. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Paraná – UFPR, 2015.
- [2] Y. G. PUSHPA, N. VASUDEV. Artificial Pollution Testing of Polymeric Insulators by CIGRE Round Robin Method – Withstand & Flashover Characteristics. In: 3rd International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON), 2017.
- [3] A. KHALED, A. EL-HAG, K. ASSALEH. Equivalent Salt Deposit Density Prediction of Outdoor Polymer Insulators during Salt Fog Test. 2016 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), p. 786–789, 2016.
- [4] Y. KIM, K. SHONG. The characteristics of UV strength according to corona discharge from polymer insulators using a UV sensor and optic lens. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 3, p. 1579–1584, 2011.
- [5] I. M. A. M. KARUNARATHNA, K. T. L. KARUNATHILAKA, W. M. H. M. WANASINGHE, G. K. L. SAMPATH, J. R. LUCAS, R. SAMARASINGHE. Monitoring System for Outdoor Insulators. In: 2018 2nd International Conference On Electrical Engineering (EECon), Colombo, 2018.
- [6] K-E, B. BRITO. Extração de Atributos de Fâculas de Imagens Ultravioletas de Isoladores Poliméricos. [s.l.]. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Campina Grande, 2017.
- [7] L. FANGCHENG, W. SHENGHUI, L. HEMING. Insulator pollution grade evaluation based on ultraviolet imaging and fuzzy logic inference Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC. Anais...2010
- [8] S. K. POLISETTY, A. EL-HAG, S. JAYARAM. Classification of Common Discharges in Outdoor Insulation Using Acoustic Signals and Artificial Neural Network. *High Voltage*, p. 2–13, 2019.
- [9] E. S. DOMINGUES. Improved Condition Monitoring of Composite Insulators. [s.l.] The University of Manchester, 2012.
- [10] D. PERNEBAYEVA, A. IRMANOVA, D. SADYKOVA, M. BAGHERI, A. JAMES. High voltage outdoor insulator surface condition evaluation using aerial insulator images. *High Voltage*, v. 4, n. 3, p. 178–185, 2019.
- [11] D. SONI. Supervised vs. Unsupervised Learning. Towards Data Science, 2018. Disponível em: <https://towards-datascience.com>. Acesso em: 17 de Junho de 2020.
- [12] C. P. G. GUEDES. Classificação das Condições de Degradação de Isoladores Poliméricos pelos Níveis de Radiação UV e a Lógica Fuzzy. [s.l.] Universidade Federal de Campina Grande, 2015.
- [13] G. R. LIMA. Aprimoramento da Classificação de Isoladores Poliméricos por Medições Termográficas e Radiação UV usando Processamento de Imagens e RNA. [s.l.] Universidade Federal de Campina Grande, 2017.
- [14] T. V. FERREIRA, A. D. GERMANO, E. G. COSTA. Ultrasound and artificial intelligence applied to the pollution estimation in insulations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 2, p. 583–589, 2012.
- [15] P. H. V. ROCHA. Estimativa da poluição de isoladores em linhas de transmissão a partir da irradiação de RF. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Campina Grande, 2017.
- [16] P. H. V. ROCHA, E. G. COSTA, A. R. SERRES, G. V. R. XAVIER, J. E. B. PEIXOTO, R. I. LINS. Inspection in overhead insulators through the analysis of the irradiated RF spectrum. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 113, 2019.



- [17] B. DIAS. Gestão Técnica de Isoladores Poliméricos Utilizando Aprendizado de Máquina. [s.1]. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, 2021.
- [18] W. PEDRYCZ. Knowledge-Based Clustering. Haboken, Nova Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2005.
- [19] R. XU, D. C. WUNSCH II. Clustering. Haboken, Nova Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2009.
- [20] R. S. GORUR. Condition Assessment of Polymer Insulators. PSERC Seminar Presentation, 2006, p. 37.
- [21] T. V. FERREIRA, A. D. GERMANO, E. G. COSTA. Ultrasound and artificial intelligence applied to the pollution estimation in insulations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 2, p. 583–589, 2012.
- [22] FLORENTINO, M. T. B.; COSTA, E. G. DA; FERREIRA, T. V.; GERMANO, A. D. Spectral subband centroid energy vectors algorithm and artificial neural networks for acoustic emission pattern classification. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, v. 19, n. 3, p. 49–56, 2019.
- [23] E. HANCER, B. XUE, M. ZHANG. A survey on feature selection approaches for clustering. In: *Artificial Intelligence Review*, v. 53, 2020.
- [24] M. HAINDL, P. OMOL, D. VERVERIDIS, C. KOTROPOULOS. Feature selection based on mutual correlation. In: Carrasco Ochoa JA, Kittler J, Martínez-Trinidad JF (eds) *Progress in pattern recognition, imageanalysis and applications*. Springer, Berlin, pp 569–577, 2006.

Interacción computacional entre BIM y SAP para modelamiento de la deformación de cables aéreos en subestaciones de alta tensión

Computational interaction between BIM and SAP for modeling the deformation of aerial cables in high voltage substations

Hector Oviedo¹, Gilbert L. Bothia², Elkin L. Henao³

Oviedo, H; Bothia, G.L; Henao, E.L. Interacción computacional entre BIM y SAP para modelamiento de la deformación de cables aéreos en subestaciones de alta tensión. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 205-219.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6042>



- 1 Ingeniería Especializada SA. Colombia.
Correo electrónico: hector.oviedo@ieb.co
- 2 Ingeniería Especializada SA. Colombia.
Correo electrónico: gilbert.bothia@ieb.co
- 3 Ingeniería Especializada SA. Colombia.
Correo electrónico: elkin.henao@ieb.co



Palabras Clave

Deformación en cables; efectos P-Delta; FEAD; curva catenaria.

Resumen

La instalación de cables para conexión entre equipos de subestaciones eléctricas, se diseñan considerando cargas debidas a corto circuito, peso propio, viento, entre otras, no obstante, omiten condiciones adicionales según la instalación final o excluyen cargas, como las presentes en zonas de alta actividad sísmica, aspectos que complementarían el cálculo de deformación del cable, por otro lado, se suele desconectar el esfuerzo de diseño en los modelos 3D, ya que estos únicamente emplean los puntos de anclaje y “splines” para definir su trayectoria. Conocer la deformación aproximada del cable es importante para la verificación de distancias de seguridad eléctricas, minimizando posibles inconvenientes en la fase de construcción. Este documento, presenta la integración de diversos modelos de cargas para cables, en una representación de elementos finitos con SAP2000, incluyendo condiciones finales de instalación y cargas sísmicas según IEEE 1527, garantizando estabilidad de conexión, distancias de seguridad eléctricas e integridad de equipos. Adicionalmente, se conectan los resultados de deformación con una aplicación desarrollada en Dynamo-Python para complementar el modelo BIM en Revit. La metodología se valida según casos de conexión documentados por el Pacific Earthquake Engineering Research Center (PEER), el cual registra medidas de deformación para cables empleados en subestaciones eléctricas bajo diferentes escenarios de carga e instalación. Con la integración propuesta, se obtienen deformaciones esperadas ante desplazamientos bajos, presentando un mejor ajuste de trayectoria y cálculo de esfuerzos según los reportados por PEER, no obstante para desplazamientos altos, se obtienen diferencias representativas en los esfuerzos medidos, aspecto por mejorar.

Keywords

Deformation in cables; effects P-Delta; FEAD; catenary curve.

Abstract

The installation of cables for connection between electrical substation equipment are designed considering loads due to short circuit, own weight, wind, among others, however, they omit additional conditions depending on the final installation or exclude loads, such as those present in high-rise areas. seismic activity, aspects that would complement the cable deformation calculation, on the other hand, the design effort is usually disconnected in 3D models, since they only use anchor points and “splines” to define their trajectory. Knowing the approximate deformation of the cable is important for verifying electrical safety distances, minimizing possible inconveniences in the construction phase. This document presents the integration of various load models for cables, in a finite element representation with SAP2000, including final installation conditions and seismic loads according to IEEE 1527, guaranteeing connection stability, electrical safety distances and equipment integrity. Additionally, the deformation results are connected with an application developed in Dynamo-Python to complement the BIM model in Revit. The methodology is validated according to connection cases documented by the Pacific Earthquake Engineering Research Center (PEER), which records deformation measurements for cables used in electrical substations under different load and installation scenarios. With the proposed integration, expected deformations are obtained at low displacements, presenting

a better trajectory adjustment and stress calculation according to those reported by PEER, however, for high displacements, representative differences are obtained in the measured efforts, an aspect to be improved.

Introducción

El análisis y cálculo convencional de deformación de cable, se realiza únicamente en el modelo de corto circuito [4]; los otros modelos correspondientes a peso propio, viento, hielo, entre otros, fundamentan su efecto en fuerzas por unidad de longitud, área, o bien desplazamientos entre apoyos como en el caso de sismos, no obstante, terminan simplificando su efecto en los terminales del conductor, es decir sus apoyos con otros equipos, ya que en tareas de diseño usuales, solo es importante determinar las reacciones en puntos de apoyo y por consiguiente, su efecto en estructuras y cimentaciones. Este enfoque no verifica deformaciones en cables bajo condiciones de cortocircuito, el cual relaciona la corriente, temperatura y finalmente la deformación del cable, y con ello la trayectoria del conductor, lo cual se requiere debido a que es importante considerar los movimientos del cable durante el evento, donde la agitación causada por la atracción y repulsión de la fuerza electromagnética genera acercamientos y alejamientos a considerar entre cables, equipos y estructuras cercanas, condiciones que pueden derivar en fallas adicionales y situaciones de peligro [4].

Para identificar la deformación y por ende la trayectoria del cable según cargas y condiciones operativas, se suelen emplear representaciones de conductores en elementos finitos, donde se agregan las cargas bajo modelos por unidad de longitud u área según sea el caso. En [3], se realizaron diferentes disposiciones de conductores en haz, para recrear inclusive condiciones de Pinch, determinando la forma del cable final, así como sus reacciones. Este trabajo experimental fue empleado para validar los modelos implementados en el software FEAT.

Los modelos en [3] disponen el conductor en condición de reposo y extendido sobre un plano, a partir del cual, integran modelos por unidad de longitud tales como, peso propio, viento y hielo, descartando la forma pos-instalación como condición inicial, así como otros efectos, tal como sismos.

El desafío en este enfoque de integración, reside entonces en la representación de elementos finitos de un conductor que parte del reposo y progresivamente adopta las condiciones finales de instalación, estas no uniformidades deberán recibir la contribución de las demás cargas de interés, bien sea en unidad de longitud o área, siendo clave la declaración del “frame” asociado a la representación en elementos finitos, a fin de garantizar convergencia en el modelo. La inclusión de cargas debido a eventos sísmicos plantea análisis adicionales en situaciones de elongación o contracción del cable, de esta forma, el ideal de integración, recogería estos comportamientos progresivos como condiciones iniciales para el evento de carga siguiente. Finalmente, a fin de aprovechar la trayectoria por deformación del cable encontrada, es importante su implementación en el modelo 3D de subestación para análisis posteriores y complementos al modelo BIM.

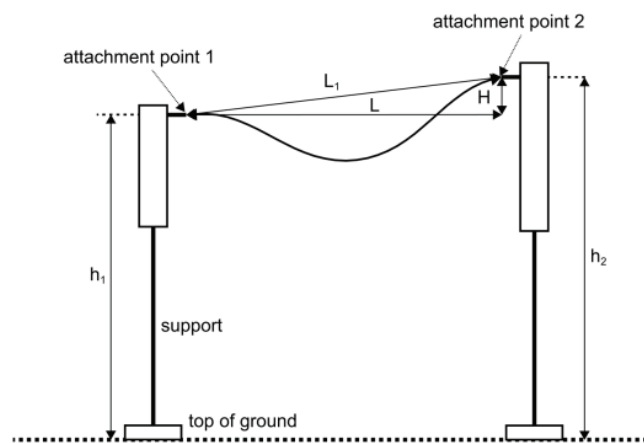
Las secciones siguientes se dividen en metodología, resultados y conclusiones, donde cada una de ellas aborda el modelado de cable y la integración con diversas cargas, la implementación en SAP2000 y finalmente la integración de trayectoria del cable en Revit.

Metodología

Para establecer la trayectoria del cable en un modelo 3D de subestación según su contexto de conexión, se identifican los modelos de conductor en diferencias finitas (opciones de instalación de cable), se establecen las cargas a emplear, se integra mediante SAP2000 y finalmente se exporta la trayectoria a Revit para su representación en el modelo BIM de subestación. A continuación, se detallan cada uno de estas fases:

Modelamiento conductor y cargas

Para determinar la estabilidad de conexión entre equipos, se inician con las condiciones de cargas sísmicas, estableciendo la longitud del conductor en la instalación (figura 1):



h_1 h_2 : Alturas de puntos de conexión equipos a superficie terreno;

Support: Estructura de soporte para equipo eléctrico

L, H: Longitud horizontal y altura vertical entre puntos de conexión.

Figura 1. Esquema representativo de conexión entre equipos de subestación [1], [2].

La longitud del conductor, una vez se encuentra instalado y sometido a potenciales eventos sísmicos, cambia su longitud y sus esfuerzos a lo largo de su cuerpo, esta situación de elongación o contracción se modela a partir del parámetro de holgura, como se presenta a continuación:

$$L_0 = L_1 + e_0 + L_2 \quad (1)$$

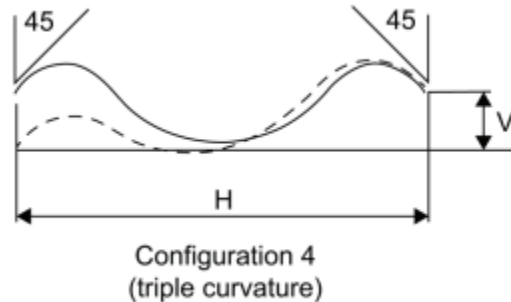
$$D_L = \sqrt{x_{\max_1}^2 + x_{\max_2}^2} \quad (2)$$

Donde:

- L_1 , L_2 , L_0 : en su orden, corresponden a la distancia recta entre puntos de conexión, longitud adicional de conexión y longitud final del conductor.
- e_0 : holgura o demanda de alargamiento.
- D_L : superposición de desplazamientos mediante el método SRSS.
- X_{\max_1} , X_{\max_2} : desplazamientos relativos entre puntos de anclaje o conexión equipo conductor.

La ecuación (2) se suele ponderar con el fin de cubrir un margen de casos que el ingeniero puede estimar o determinar, mediante métodos experimentales o bien mediante otras metodologías de cálculo.

Cabe advertir que la configuración de conexión puede ser muy diversa, no obstante, se suelen emplear configuraciones típicas tales como catenarias, parábola invertida, entre otras, siendo adecuada cada una según contexto de instalación (figura 2).



H, V: Corresponden a distancias, cuyos movimientos de reducción o incremento pueden generar inestabilidades en la forma presentada, cambiando a otro tipo de configuración.

Figura 2. Deformación triple curvatura [1].

A este punto la modelación por elementos finitos comparte entre las diferentes disposiciones o configuraciones de conductor los siguientes parámetros: área de conductor (composición de hilos), número de hilos y sus diámetros, momento de inercia equivalente, módulo de Young equivalente, densidad de conductor y Frame de diferencias finitas. En la figura 3, algunos casos de representación:

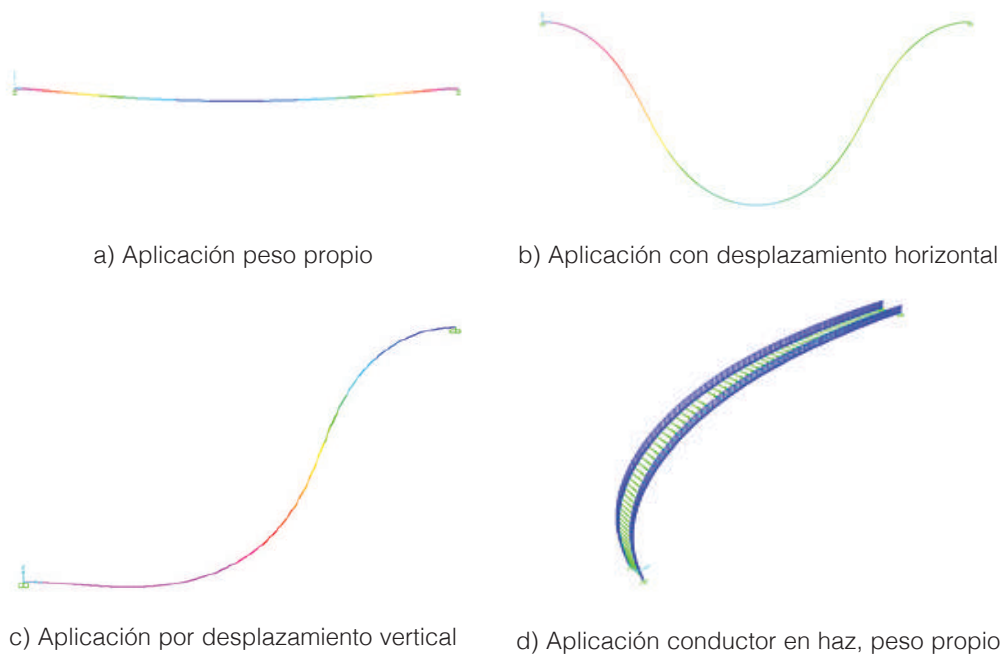


Figura 3. Representación de cables en diferencias finitas por configuración y condición en instalación.

Una vez representado la condición de instalación del cable inicial con sus características en zonas de alta actividad sísmica, se procede a evaluar su estabilidad bajo la influencia de otras cargas. Los modelos de cargas se integran al modelo a partir de su discretización por unidad de longitud u área según detalle de simulación y tipo de carga, destacando cargas viento y hielo [5], [6], cargas sísmicas [1], [2], cargas por cortos circuitos [4] y corto circuito Pinch [4]. En la ecuación (3) y (4) se exponen algunos de estos modelos, corto circuito entre fases y Pinch.

$$F' = \frac{\mu_0}{2\pi} 0.75 \frac{(I_k'')^2}{a} \quad (3)$$

$$F' = (n - 1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_k''}{n}\right)^2 \frac{v_2}{a_s v_3} \quad (4)$$

Donde:

- F' : fuerza electromagnética por unidad de longitud: Ecuación (3) Corto circuito fase-fase; ecuación (4) corto circuito Pinch
- I_k'' : corriente simétrica inicial de cortocircuito trifásico
- a : distancia entre ejes de los puntos medios de los conductores principales
- μ_0 : permeabilidad magnética del vacío
- a_s : dimensión equivalente entre subconductores
- n : número de subconductores
- v_1, v_2, v_3 : factores para el cálculo del pinch

Finalmente, posterior integración de cargas sobre el modelo de diferencias finitas [7], se simulan diferentes escenarios de carga, donde se superponen efectos en una secuencia similar a la realidad de conexión y operación, variando en compañía con el diseñador, alternativas de conexión y parámetros, tal que garanticen una conexión estable para el sistema estructura-equipos-conductor. Posteriormente, la trayectoria de conductor deformado se representa en el modelo BIM 3D de la subestación, para continuación de otros análisis y diseños posteriores, tales como verificación de distancias de seguridad y diseño de apantallamiento.

Conexión resultados deformación del cable, con modelo 3D de subestación en Revit.

Los resultados obtenidos del modelo de diferencias finitas con SAP2000, se recrean en una interfaz de usuario para verificación del ingeniero de diseño, a fin de realizar ajustes en sus parámetros de entrada, no obstante, una vez aprobado el diseño, se imprime en una hoja de Excel los puntos XYZ de la deformación del cable final, estos datos se conectan con la aplicación desarrollada en Dynamo-Python para actualizar la trayectoria del cable en el modelo 3D de subestación, directamente en el proyecto en Revit.

Lógica de conexión empleando Dynamo-Python

Para realizar la operación de conexión se identifican los equipos a conectar, leyendo sus alternativas de conexión, pues un equipo eléctrico por lo general tiene un conector de entrada y otro de salida, donde cada conector puede tener uno o más puntos de conexión, más aún si se trata de alta tensión o en general conexiones en haz.

Para la conexión se destacan los siguientes criterios:

- Vector director entre equipos: Para determinar la dirección de conexión del conductor.

- Vectores desde puntos de conexión: Para determinar la relación entre puntos de conexión del mismo conector
- Múltiples puntos de conexión: Identifica si el conector tiene uno más puntos de conexión, es decir, conexión simple o conexiones en haz.
- Centroides de puntos de conexión: Determina el centro de masa y por ende reasignación de vectores para conexión.
- Operación de dibujo trayectoria: Carga de puntos de trayectoria y operación de conexión en el modelo BIM Revit de subestación.

Resultados y discusión

Para el despliegue de la integración expuesta se emplea el software SAP2000, cuyos resultados se validan de acuerdo al [3], entregando finalmente, la trayectoria del cable al modelo 3D de subestación en Revit.

Aplicación en SAP2000

Ingeniería Especializada (IEB) programó directamente en SAP2000 [7], presentando diferentes cuadros de diálogo nativos y editados para la aplicación, entregando al final, un resumen de simulación y un archivo de Excel con la trayectoria del conductor que presenta estabilidad según características del conductor (materiales y cargas).

Definición de Material

Se define como material un acero y se asignan propiedades tales como módulo de Young equivalente, densidad del conductor y coeficiente de dilatación térmica (figura 4).

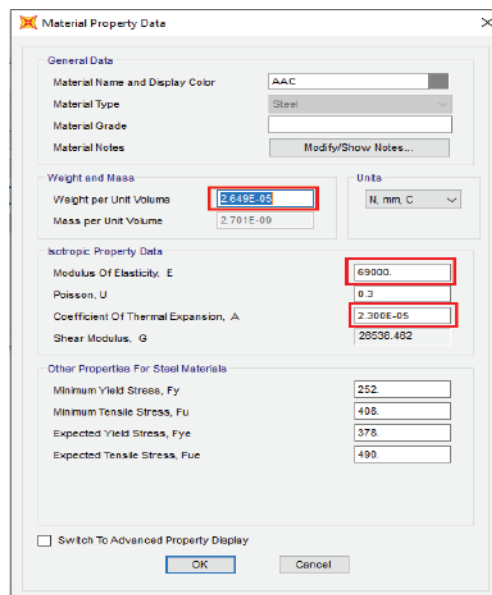


Figura 4. Cuadro definición de material.

Definición de Sección

Con el material creado y las propiedades de sección obtenidas, se define la sección del conductor a partir de un Frame de sección circular con las dimensiones del conductor bajo estudio, no obstante, el detalle de cable se describe en la sección “Property Modifiers”.

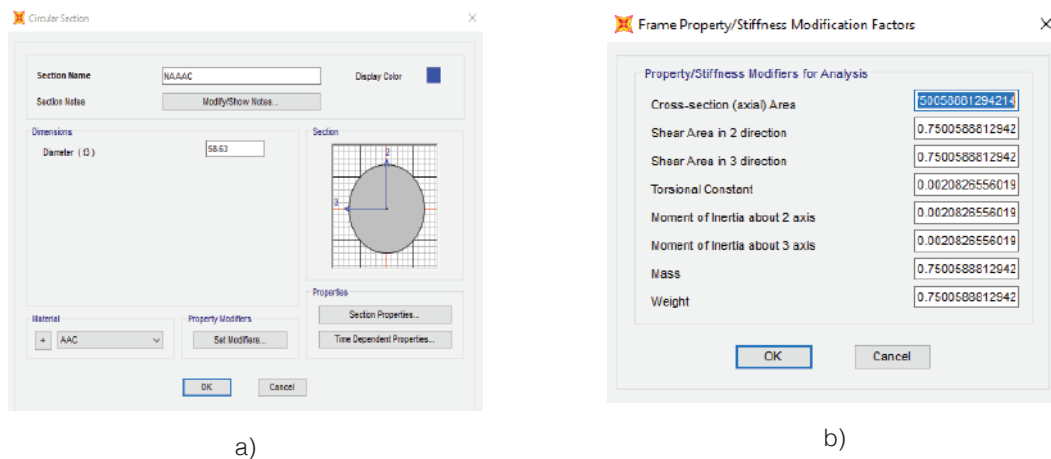


Figura 5. Detalle interno conductor.

Modelado del conductor

En esta fase, la aplicación define las condiciones de borde y malla de toda la longitud del Frame, a un paso adecuado para la aplicación, discretizando el cuerpo del conductor a simular.

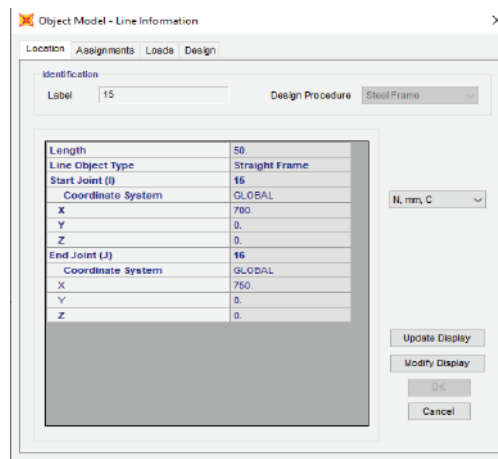


Figura 6. Modelo de conductor.

Definición de load Patterns y Load Case

De acuerdo a la metodología, la integración de cargas se realiza de manera progresiva a partir del contexto de instalación, para ello se siguen una serie de pasos que siguen los movimientos del conductor, hasta disponer de la forma ideal en sitio, de esta manera, los resultados de un paso son condiciones iniciales para el detalle del paso siguiente:

- Paso 0: Plantilla para modelos no lineales
- Paso 1: Aplicación peso propio
- Paso 2: Aplicación de desplazamiento horizontal
- Paso 3: Aplicación de desplazamiento vertical
- Paso 4: Aplicación de rotaciones en puntos de apoyo

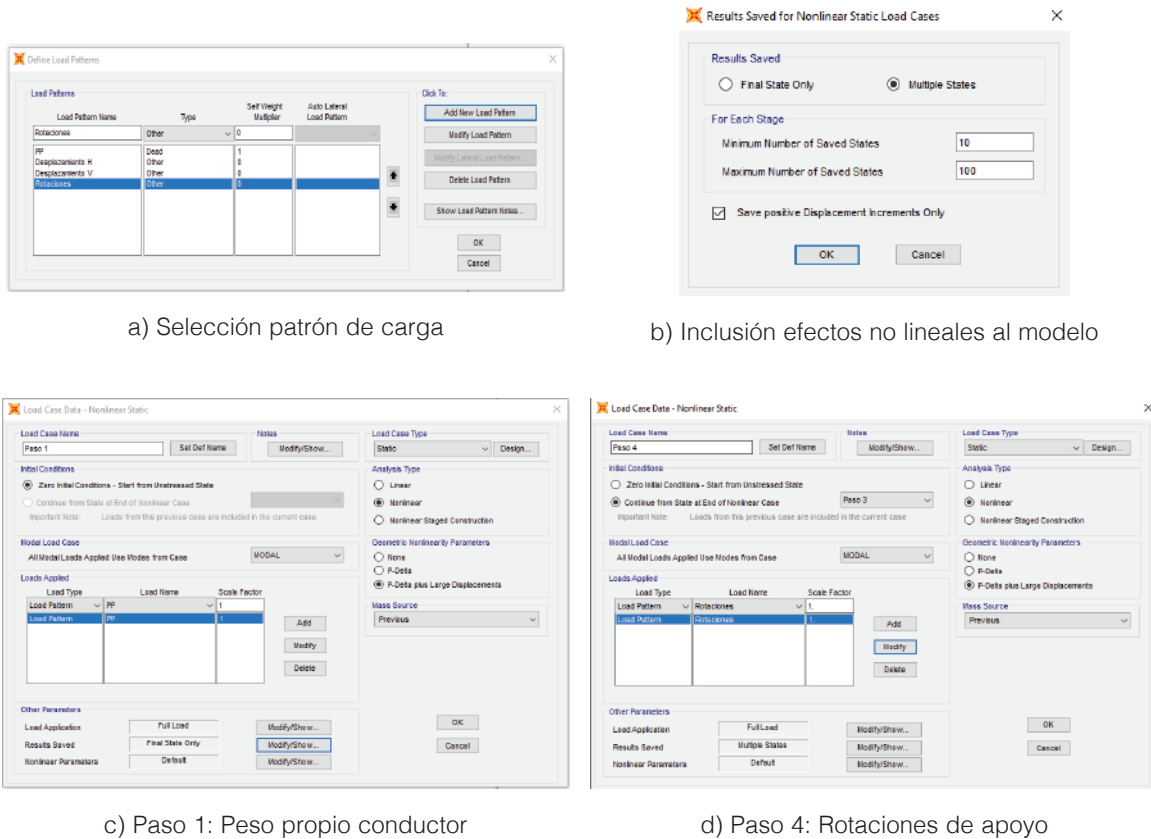
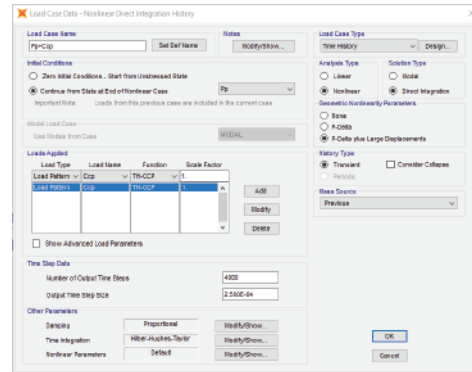
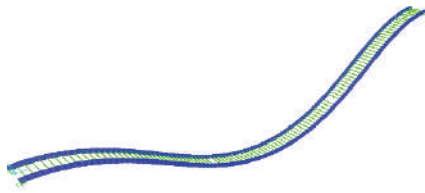


Figura 7. Configuración de movimientos iniciales del conductor, paso inicial y paso final.

Ajuste modelos y simulación

A partir de la condición inicial del conductor, se procede a detallar el modelo con la inclusión de cargas bajo aproximaciones no lineales estáticas, exceptuando el modelo Pinch que corresponde a un modelo dinámico, el cual configura otro elemento adicional mediante el objeto link de SAP2000 y sus restricciones (simulando resorte de compresión no lineal), así como las características de aplicación de cargas. Como configuración final, se establece una función de tiempo para la aplicación de cargas, es decir el tiempo de aplicación entre un tipo de carga a otra, se resalta que no es un tiempo asociado al transitorio que se genera por el cambio de fuerzas en el material, este detalle transitorio no se considera en esta aproximación.



a) Elementos Link a lo largo de conductor en haz

b) Definición de Caso de tipo Time History

Figura 8. Asignación de elementos Link y definición final “Time History”.

Validación resultados del modelo de conductor

La validación de resultados e integración de modelos según esta propuesta de trabajo, se contrasta con los datos y consideraciones de cables en las pruebas de laboratorio registradas y reportadas públicamente por PEER en [3], el cual emplea el software FEAP en su modelado y reporta los datos de trayectoria y esfuerzos para cada configuración de cable probada.

Las características de conductores de dicho estudio se listan en la siguiente imagen:

Size (kcmil)	Material	N	δ_i (mm)	A (mm ²)	E_{eq} (GPa)	I_{min} (mm ⁴)	ρ (kg/m ³)	\bar{m} (kg/m)
250	Copper	19	2.916	127	120	67.4	8955	0.343
500	Copper	37	2.950	253	120	138	8955	0.683
715.5	Aluminum	37	3.534	363	69	283	2700	0.980
1113	Aluminum	61	3.432	564	69	415	2700	1.524
1796	Aluminum	61	4.359	910	69	1080	2700	2.458
2300	Aluminum	61	4.939	1169	69	1782	2700	3.155
4000	Aluminum	270	3.090	2025	69	1208	2700	5.470

* All conductors listed are made of only one material as stated (e.g., aluminum conductors are AAC).

Figura 9. Conductores simulados en [3], imagen tomada de PEER “Table 7.3 Common conductor input properties for finite element calculations”.

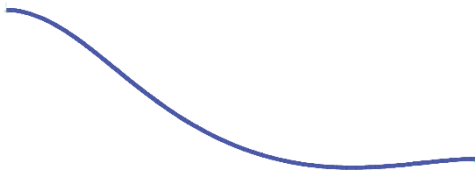
Las configuraciones de cables y contexto de conexión son validados uno a uno, destacando los siguientes casos:

Caso Conductor 4000 MCM. Validación geométrica

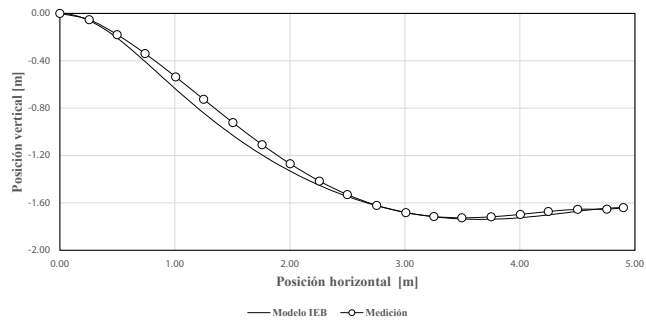
Conductor 4000 MCM con una longitud de 5.41 m, una longitud de vano de 4.91 m y un desnivel vertical de -1.64 m



a) Prueba en laboratorio [3]



b) Modelo conductor en elementos finitos



c) Comparación posición modelo IEB y resultados [3]

Figura 10. Validación geométrica, caso Conductor 4000 MCM de [3].

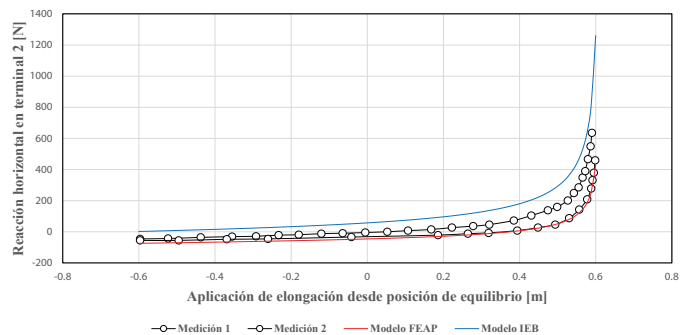
A partir de los resultados, el software implementado por Ingeniería Especializada SA (IEB) conserva la curva característica y cercanía a puntos medidos en la experimentación reportada por [3], tal como se evidencia en el contraste presentado en la figura anterior, específicamente en la sub-gráfica “Comparación posición modelo IEB y resultados [3]” donde se exponen los puntos estimados por el modelo IEB etiquetados Modelo IEB y los datos registrados en laboratorio por PEER.

Caso Conductor 1796 MCM. Validación de fuerza horizontal

Conductor 1796 MCM, con longitud de 5.52 m, vano de 4.91m y desplazamientos de +/- 0.6 m desde la mitad de un tramo.



a) Modelo conductor 1796MCM en diferencias finitas.



b) Resultados de modelo (datos de referencia [3])

Figura 11. Validación de fuerza horizontal, caso Conductor 1796 MCM de [3].

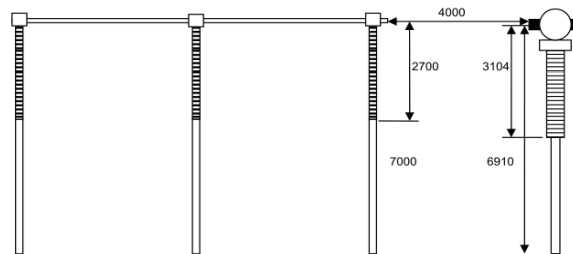
Independientemente de acercamiento o alejamiento, las reacciones son mayores en el modelo IEB, siendo las desviaciones más altas en estiramientos superiores a 0.5m, aspecto por mejorar del modelo integrado propuesto.

El modelo IEB representa bien el comportamiento, pero sobrevalora la carga, valores conservadores para un contexto de diseño civil, inclusive más que los resultados del modelo FEAP.

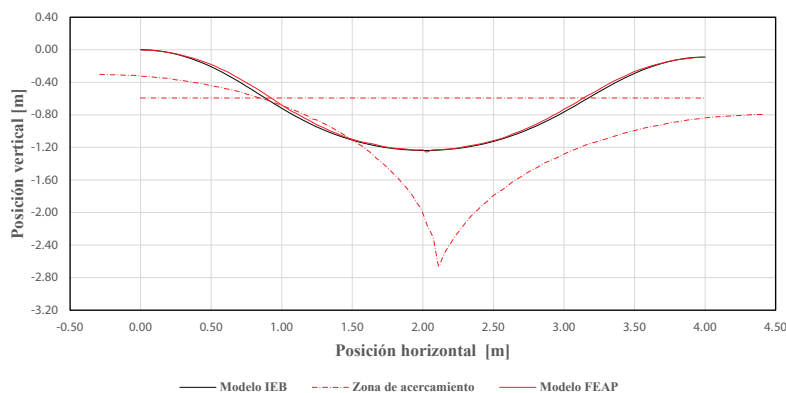
Caso Conexión barraje rígido con interruptor a 330kV. Validación de configuración de conexión y distancias de seguridad.

Conexión entre un barraje rígido y un interruptor a 330 kV, el cual emplea un conductor 4000 kcmil, vano de 4.0 m, desnivel de -0.9 m, con carga de viento de 20.06 N/m.

Para este caso se realizan 3 pruebas: conectores horizontales en configuración de catenaria, conectores a 40° y configuración de triple curvatura, y finalmente, conectores a 90° en configuración de parábola invertida, estas configuraciones se realizan para verificar el contexto de instalación que cumpla con distancias de seguridad, encontrando que la única geometría que requeriría ajustes, corresponde a conectores con salida a 0° y por ende configuración de catenaria, como se presenta a continuación:



a). Configuración conexión barra rígida e interruptor 330kV.



b) Resultados de modelo, configuración catenaria (datos de referencia [3])

Líneas punteadas, corresponden a esferas de distancias de seguridad.

Figura 12. Validación de configuraciones, caso conexión barra rígida e interruptor 330kV.

Para todas las configuraciones el ajuste por trayectoria es similar, así como convergencia en la forma del conductor respecto al modelo FEAP empleado en [3].

Resultados de trayectoria en archivo Excel

Los resultados del programa implementado en SAP2000, reportan la trayectoria del cable final en una hoja de Excel, esta información se despliega en tres columnas, donde cada una de ellas corresponde a las coordenadas XYZ de la deformación final del cable. Esta hoja es cargada posteriormente por el aplicativo desarrollado en Dynamo-Python quien se encarga de reflejar la trayectoria entre los conectores eléctricos finales, en el modelo 3D de subestación.

Aplicación en Dynamo-Python

El despliegue de aplicación en Revit para el cargado de la trayectoria de conductor en el modelo 3D de subestación, se realiza bajo programación en Dynamo [8], [9], [10]. Las tareas que requieren ciclos o iteraciones para el cumplimiento de la lógica de conexión, se complementa en código Python, tareas como:

- Cargado de puntos de trayectoria del SAP2000 al proyecto activo, lectura de puntos a partir de un informe de Excel desde el SAP2000.
- Rotación y ubicación de trayectoria entre los puntos de conexión deseados
- Conexión de conductor-equipos
- Conexión conservando otras inteligencias entre equipos BIM de IEB implementados en Revit.

La aplicación se despliega desde Dynamo Player, con el fin de simplificar su uso, más aún, para un usuario no entrenado en programación, de esta manera, la aplicación solicita datos como seleccionar los equipos involucrados en la conexión, el diámetro del conductor, el nombre de la hoja de Excel que posee el detalle de trayectoria, la ruta del archivo de Excel y un factor de conversión en caso de ser requerido, tal como datos en mm y proyecto en pies.

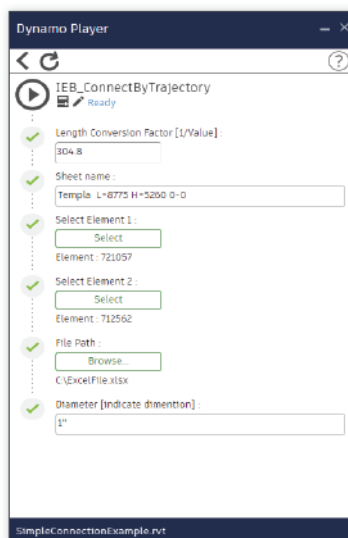
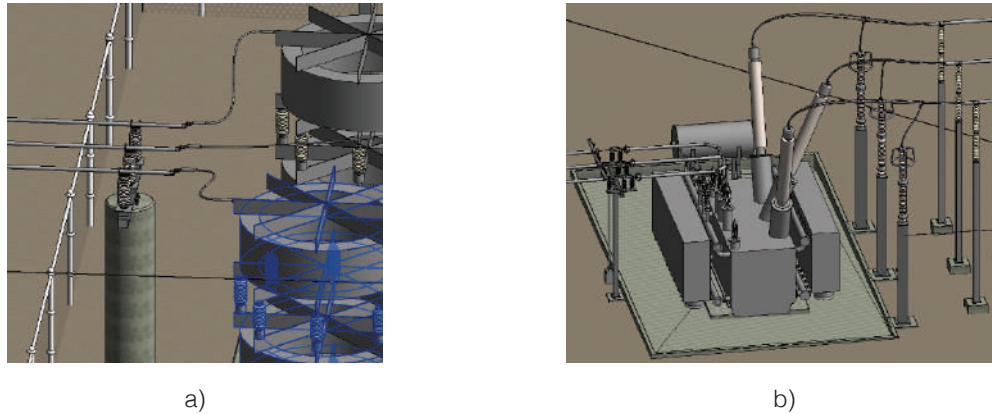


Figura 13. Interfaz aplicación de conexión en Dynamo.

La aplicación desarrollada en Dynamo-Python interpreta el sentido de conexión, aún si los equipos corresponden a un conjunto de familias, concentrándose en las familias de conectores que debe involucrar para una conexión coherente entre los equipos seleccionados, tal como se resalta en los ejemplos de la siguiente figura.



Flechas blancas: indican sentido de conexión entre conectores.

Figura 14. Ejemplos de conexión con la aplicación Dynamo-Python, resaltando sentido de conexión.

Una vez la aplicación reconoce el sentido de conexión y los conectores a involucrar, identifica y relaciona los puntos de conexión según la multiplicidad que posean los conectores, tal como se ilustra en los ejemplos siguientes.

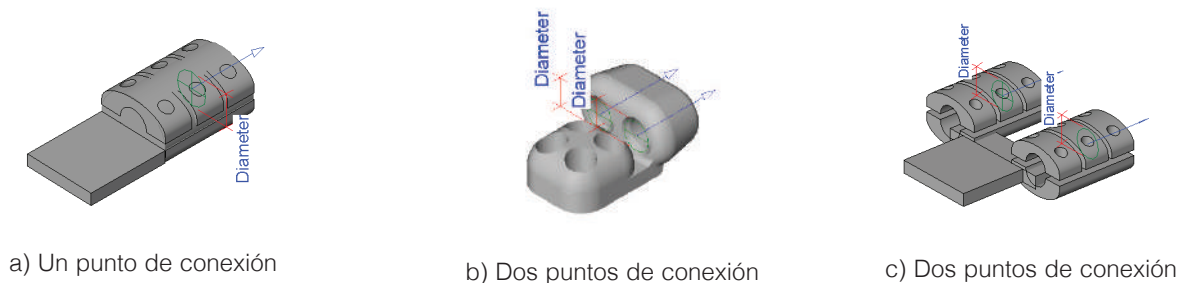


Figura 15. Algunos ejemplos de conectores con sus puntos de conexión.

Para relacionar los puntos de conexión y su orden, se emplea un cálculo de centroide y un vector a cada punto de conexión, de manera que ángulos y orientaciones similares entre conectores, son candidatos a relacionarse entre sí.

Para contextos de conexión, donde no se requiera detalle de trayectoria o no se cuente con la misma, basta con dejar en blanco los campos de ruta de archivo de Excel o nombre de hoja con datos, y la aplicación plantea una curva tipo spline de tres puntos entre los conectores de los equipos seleccionados.

Conclusiones y/o recomendaciones

La integración de cálculos detallados de ingeniería con herramientas de modelado 3D, tales como SAP2000 y Revit, permiten emplear resultados del diseño directamente en las representaciones del modelo 3D de subestaciones, así como garantizar el flujo de trabajo que un modelo BIM requiere, permitiendo la trazabilidad no solo del modelado, sino de los datos que complementan el diseño de ingeniería. En este documento Ingeniería Especializada SA, presentó la integración de SAP2000, Dynamo-Python y Revit, para detallar la trayectoria de un conductor según su contexto de instalación en la subestación, conformando un modelo de diferencias finitas con modelos de carga, que integra modelos convencionales y casos de

cargas no lineales presentes en zonas de alta actividad sísmica. El modelo de conductor IEB se validó con los resultados experimentales reportados en [3], presentando buen desempeño en la geometría y trayectoria del cable según resultados de los casos emulados por PEER, no obstante, el modelo presenta un sobreajuste en el cálculo de reacciones en terminales de conexión para desplazamientos mayores a 0.5m (condiciones plausibles en situaciones de fuertes sismos), aspecto por mejorar, pero cuyo valor puede ser empleado en el dimensionamiento de diseños, ya que es un valor conservador. Se destaca que el análisis desarrollado de estabilidad por diferencias finitas (FEA) complementa los enfoques convencionales, al incorporar la condición de instalación final (geometría inicial), e incluye el efecto de cargas de manera incremental y consecutiva, aspecto más real a una condición de operación, diferente al contexto usual de modelados FEA, cuya condición inicial no incluye condiciones de instalación y simula condiciones simultáneas entre cargas. Finalmente, la lógica de conexión implementada en Revit, genera la operación de conexión entre equipos a partir de los resultados del SAP2000, información generada como reporte en un archivo de Excel, donde el aplicativo en Dynamo-Python procesa estas coordenadas para realizar la conexión inteligente entre conectores, a su vez, el aplicativo propone una trayectoria por el convencional spline, en caso de no contar con esta información de deformación detallada, por ende, el aplicativo representa una herramienta que facilita tareas de conexión en equipos de subestación con Revit.

Referencias

- [1] IEEE “Recommended Practice for the Design of Buswork Located in Seismically Active Areas”, in *IEEE Std 1527-2018 (Revision of IEEE Std 1527-2006)*, pp.1-91, 10 Aug. 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8439125.
- [2] IEEE Approved Draft “Recommended Practice for Seismic Design of Substations”, in *IEEE P693/D18, July 2018*, pp.1-231, 23 Oct. 2018.
- [3] J. B. Dastous, A. D. Kiureghian, “Application Guide for the Design of Flexible and Rigid Bus Connections between Substations Equipment Subjected to Earthquakes”, *Pacific Earthquake Engineering Research Center*, Sept 2010.
- [4] Norma Española UNE-EN 60865-1, “Corrientes de cortocircuito – Cálculo de efectos - , Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo”, *Asociación Española de Normalización Génova*, Oct 2018.
- [5] American Society of Civil Engineers, “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading, Task Committee on Electrical Transmission Line Structural Loading”, *American Society of Civil Engineers Fourth Edition* , 2020, doi <https://doi.org/10.1061/9780784415566>.
- [6] American Society of Civil Engineers, “Substation Structure Design Guide: ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 113”, *American Society of Civil Engineers*, 2008.
- [7] Computers and Structures Inc, “Integrated Finite Element Analysis and Design of Structures”, *Computers and Structures Inc SAP 2000 – Advanced v20.2.1.*, 2019.
- [8] G. Talarico, *Comunidad Dynamo, Revit API docs*. Accedido: Jun. 29, 2021 [Online], Disponible: <https://www.revitapidocs.com/>.
- [9] L. Johnson, *Comunidad Dynamo, Dynamo Nodes*. Accedido: Jun. 29, 2021 [Online], Disponible: <https://dynamonodes.com/>.
- [10] O. Green, *Comunidad Dynamo, Dynamo Python*, Accedido: Jun. 29, 2021 [Online], Disponible: <https://dynamopythonprimer.gitbook.io/dynamo-python-primer/>.

Desenvolvimento de algoritmos de inteligência artificial para detecção de defeitos em para-raios a partir de imagens termográficas

Development of artificial intelligence algorithms for detection of defects in surge arresters from thermal images

Samuel Cesarino da Nóbrega¹, Pablo Bezerra Vilar²,
George Rossany Soares de Lira³

Cesarino da Nóbrega, S; Bezerra Vilar, P; Soares de Lira, G.R. Desenvolvimento de algoritmos de inteligência artificial para detecção de defeitos em para-raios a partir de imagens termográficas. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. AL-TAE. Diciembre 2021. Pág 220-231.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6043>

- 1 Universidade Federal de Campina Grande. Brasil. Correo electrónico: samuel.nobrega@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-1215-2768>
- 2 Universidade Federal de Campina Grande. Brasil. Correo electrónico: pablo.vilar@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2780-6533>
- 3 Universidade Federal de Campina Grande. Brasil. Correo electrónico: george@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-0229-0323>



Palavras-chave

Para-raios; imagens termográficas; *backpropagation*; redes neurais artificiais; classificação.

Resumo

Os principais defeitos em para-raios estão comumente associados a elevações de corrente e, por isso, ao aquecimento por efeito Joule. Assim, a termovisão nestes equipamentos é uma técnica adequada para a detecção de defeitos. Porém, tal uso da termovisão depende de um operador experiente para interpretar os resultados obtidos, sujeitando o processo a erros de interpretação. Diante disso, este trabalho tem como objetivo aplicar técnicas de Inteligência Artificial na classificação de imagens térmicas de para-raios como forma de tornar o processo mais confiável. Foram desenvolvidos algoritmos de inteligência artificial baseados em técnicas de Redes Neurais Artificiais e *deep learning*, tendo em vista que muitos autores obtiveram sucesso na utilização destes métodos no diagnóstico de falhas em outros equipamentos do sistema elétrico de potência. Os resultados obtidos mostraram que as redes neurais desenvolvidas pelo método *backpropagation* apresentaram uma boa eficiência ao classificar imagens de para-raios e que não há necessidade de segmentar o para-raios da imagem termográfica para realizar a classificação.

Keywords

Surge arresters; thermal images; *backpropagation*; artificial neural networks; classification.

Abstract

The main faults in surge arresters are commonly associated with current rises and, therefore, with heating by the Joule effect. Thus, thermovision is a very suitable technique for detecting defects in this electrical power system equipment. However, the use of thermovision to identify possible failures in surge arresters depends on an experienced operator to interpret the obtained results, which many times are subject to interpretation errors. This work aims to apply Artificial Intelligence techniques to classify surge arrester thermal images. Artificial Intelligence algorithms based on Artificial Neural Networks and deep learning techniques were developed for this purpose, considering that many authors have succeeded in using these methods in failure diagnosis in other equipment in the electrical power system. The results obtained showed that the neural networks developed by the *backpropagation* algorithm presented good efficiency when classifying surge arrester thermal images, and there is no need to segment the surge arrester from the thermal image to carry out the classification.

Introdução

Os para-raios de óxido de zinco (ZnO) são equipamentos largamente utilizados em sistemas elétricos com o intuito de proteger os demais equipamentos contra surtos atmosféricos e de manobra e auxiliando na coordenação de isolamento de subestações elétricas. Atuam de forma a limitar o nível de tensão que atinge os equipamentos do sistema, como os transformadores, evitando que os mesmos sejam atingidos por uma sobretensão superior a sua suportabilidade [1]. Dessa forma, os para-raios são elementos fundamentais para a confiabilidade, economia e continuidade de operação dos sistemas elétricos de potência [2].

Devido à importância dos para-raios, torna-se necessário o desenvolvimento e aprimoramento de técnicas e procedimentos para a identificação de possíveis falhas e defeitos, uma vez que sua falha pode causar danos aos demais equipamentos do sistema, bem como ocasionar

desligamentos não programados e, conseqüentemente, possíveis transtornos e prejuízos, tais como paralisação de produções industriais, hospitalares ou até mesmo das atividades comerciais e residenciais.

Defeitos em para-raios estão comumente associados a elevações de corrente e conseqüente aquecimento, de modo que a observação de um padrão de aquecimento no equipamento pode ser utilizada como elemento de detecção de defeitos [3]. Por isso, o uso de termovisão surge como uma possível técnica de inspeção para detecção de defeitos em para-raios.

A termografia é uma técnica não invasiva que permite o monitoramento do para-raios e mapear as áreas de diferentes temperaturas. As principais vantagens do uso da termografia em comparação com os demais métodos de inspeção dizem respeito à ausência de contato físico com o para-raios, a não necessidade de retirá-los de operação e a exibição dos resultados em um curto intervalo de tempo. No entanto, a termografia apresenta como desvantagem a dependência de um operador experiente para interpretar os resultados obtidos, que, muitas vezes, estão sujeitos a erros de interpretação.

Nesse contexto, vários pesquisadores propuseram a utilização de técnicas de Inteligência Artificial (IA) na identificação de defeitos em para-raios, a exemplo de [4-6], o que seria uma possível forma de aprimorar a detecção de defeitos em para-raios por meio de imagens termográficas. Além disso, vários autores obtiveram sucesso ao desenvolver classificadores inteligentes na análise de imagens termográficas de equipamentos do sistema elétrico de potência, dentre os quais vale destacar os que são baseados nas técnicas *deep learning* [7-10], SVM [11-13] e Redes Neurais Artificiais (RNA) baseadas no algoritmo *backpropagation* [14-17]. Diante disso, este trabalho tem como objetivo implementar técnicas de IA e aplicá-las na identificação de defeitos em para-raios a partir de imagens termográficas. Para tanto, foram desenvolvidos algoritmos de IA baseados em técnicas de RNA, por meio de um *software* de programação interativo voltado para cálculo numérico.

Fundamentação teórica

As Redes Neurais Artificiais (RNA) são um tipo de IA capaz de realizar aprendizagem e o reconhecimento de padrões. A estrutura de uma RNA é inspirada no sistema nervoso biológico do próprio cérebro humano em dois aspectos [18]: o conhecimento é adquirido pelo ambiente, por meio do processo de aprendizagem, e são utilizadas forças de conexão entre neurônios, conhecidos como pesos sinápticos, para o armazenamento do conhecimento e reconhecimento de padrões.

As RNA's são dotadas de unidades processadoras, denominadas de neurônios artificiais, que são modelos matemáticos inspirados nos neurônios biológicos. O funcionamento dos neurônios artificiais consiste em receber sinais de entrada e multiplicar pelos seus respectivos pesos sinápticos. Os resultados obtidos serão a soma ponderada de suas entradas, por meio de uma combinação linear entre os pesos e a entrada.

O modelo básico de RNA possui diferentes componentes, dentre os quais: [19] o conjunto de sinapses, o somador, a função de ativação e o bias. O conjunto de sinapses corresponde às conexões entre os neurônios da RNA, as quais possuem pesos sinápticos. O somador diz respeito às somas dos sinais propagados ao longo da RNA, ponderados pelos pesos sinápticos. A função de ativação é responsável pela redução dos valores dos neurônios das camadas ocultas e da camada de saída. Existem diversas funções de ativação, das quais as mais populares são as funções limiar, tangente hiperbólica, sigmóide e ReLu. O bias é um

valor que cada neurônio possui, o qual será somado aos valores obtidos pelo integrador para o cálculo da função de ativação. Na figura 1 se encontra um modelo de processamento de um neurônio artificial.

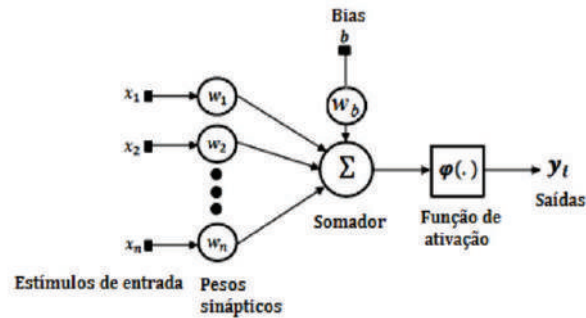


Figura 1. Modelo de um neurônio artificial. Fonte: [18].

A forma mais simples de representar uma configuração de uma RNA é pelo modelo de rede perceptron, o qual consiste em um único neurônio e uma única camada oculta, conforme representado na figura 2.

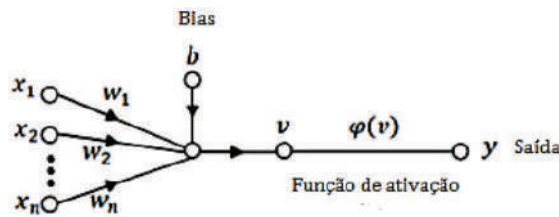


Figura 2. Modelo de uma rede perceptron. Fonte: Adaptado de [18] por [17].

Uma RNA é dividida em três grupos de camadas: a camada de entrada, onde os valores de entrada são apresentados à rede, as camadas ocultas, que correspondem aos neurônios artificiais, e a camada de saída, onde o resultado final é apresentado. As entradas são propagadas por meio das conexões entre os neurônios artificiais. Em seguida, passa por transformações pelos pesos sinápticos e pela função de ativação dos neurônios. Por fim, o resultado final é concluído e apresentado na camada de saída.

O estudo da inteligência artificial tem várias vertentes. Para o contexto deste trabalho, destaca-se o deep learning, que é caracterizado por um aprendizado hierárquico dos dados de entrada, aprendendo inicialmente atributos simples de baixo nível que serão utilizados para construir sucessivamente representações mais complexas. Um exemplo de aprendizado hierárquico está ilustrado na figura 3, no qual a camada de entrada recebe uma imagem para reconhecimento facial, enquanto as camadas ocultas aprendem a representar características de baixo nível, como os contornos e formatos de rosto, bem como características de alto nível, como os olhos e o comprimento do cabelo.

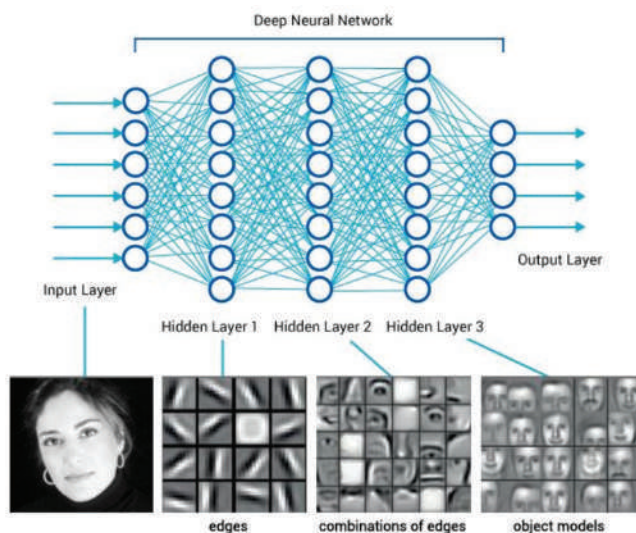


Figura 3. Classificador utilizado para reconhecimento facial. Fonte: [20].

A representação mais simples de *deep learning* é por meio da *multilayer perceptron* (MLP) [21], também conhecida como *Deep Neural Network* (DNN). A arquitetura de uma rede *multilayer perceptron* consiste em uma RNA semelhante à *perceptron*, porém com múltiplas camadas de neurônios em alimentação direta, conforme indicado na figura 4. Uma DNN consiste em uma MLP com mais de uma camada oculta de neurônios.

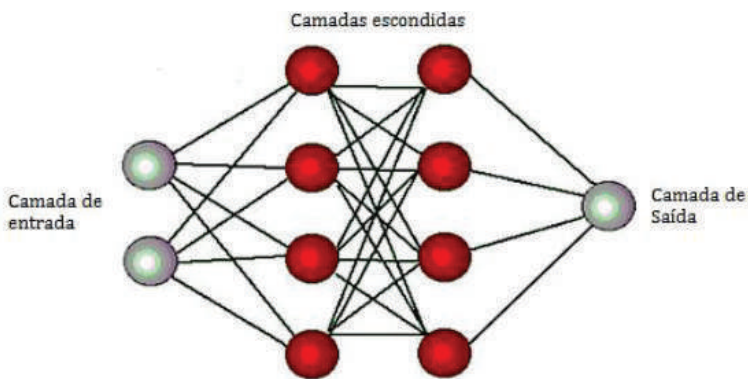


Figura 4. Estrutura de uma RNA. Fonte: [22].

Durante o processo de aprendizagem, a RNA passa primeiramente pelo processo de treinamento, no qual a mesma recebe dados de treinamento e, por meio de processos iterativos, define os pesos sinápticos. Em seguida, a RNA é submetida a um teste, por meio de um banco de dados teste, a fim de averiguar o funcionamento da mesma. Por fim, o desempenho das redes neurais foi avaliado. Algumas das formas de avaliar o desempenho de uma RNA são pelas acurácias de treinamento e de teste. A acurácia de treinamento é dada pela razão entre o número de dados de treinamento classificados corretamente e a quantidade de dados de treinamento, quando o banco de dados teste é o próprio banco de treinamento. Já a acurácia de teste corresponde à mesma razão, porém com o banco de dados de teste sendo o próprio banco destinado com esta finalidade.

O algoritmo de treinamento mais utilizado é o *backpropagation*, que é baseado na retropropagação dos erros para realizar os ajustes dos pesos das camadas ocultas. A aprendizagem da rede neural por este algoritmo ocorre quando é encontrada uma solução geral para um conjunto de problemas e seu desempenho é otimizado por meio do processo iterativo de ajuste de pesos durante a etapa de treinamento.

Metodologia

Para caracterização do comportamento dos para-raios, foram utilizados os resultados experimentais oriundos do trabalho de [4]. A base de dados disponível neste trabalho é formada por imagens térmicas realizadas durante ensaios de operação em amostras de para-raios íntegros e com defeitos criados artificialmente. Os defeitos inseridos nos para-raios foram: perda de estanqueidade, entrada de umidade, poluição superficial, degradação dos varistores, desalinhamento da coluna ativa e distribuição irregular de tensão.

Ao todo, a base de dados é composta por 464 imagens térmicas de duas amostras de para-raios da classe de 96 kV, das quais 80 termografias eram de ambos os para-raios em estado íntegro e as demais dos para-raios com os defeitos inseridos.

O conjunto de dados foi utilizado como insumo para o desenvolvimento de classificadores inteligentes que tinham por objetivo diferenciar as imagens térmicas de para-raios íntegros e para-raios defeituosos. A programação dos classificadores foi realizada por meio do software GNU Octave, o qual é gratuito e possui linguagem de programação de alto nível, direcionada para cálculo numérico. Ele dispõe de uma interface de linha de comando conveniente para solução de problemas numéricos lineares e não lineares, permitindo um aprendizado rápido e desenvolvimento simplificado de algoritmos de inteligência artificial.

Assim, foram aplicadas técnicas de classificação inteligente com estrutura de RNA e *deep learning*. Inicialmente, foram desenvolvidas RNA's de apenas uma camada oculta e diferentes quantidades de neurônios artificiais, baseadas no algoritmo *backpropagation*. Foram desenvolvidas duas estruturas de redes neurais: Estrutura 1 e Estrutura 2, conforme ilustrado nas Figuras 5 e 6, respectivamente.

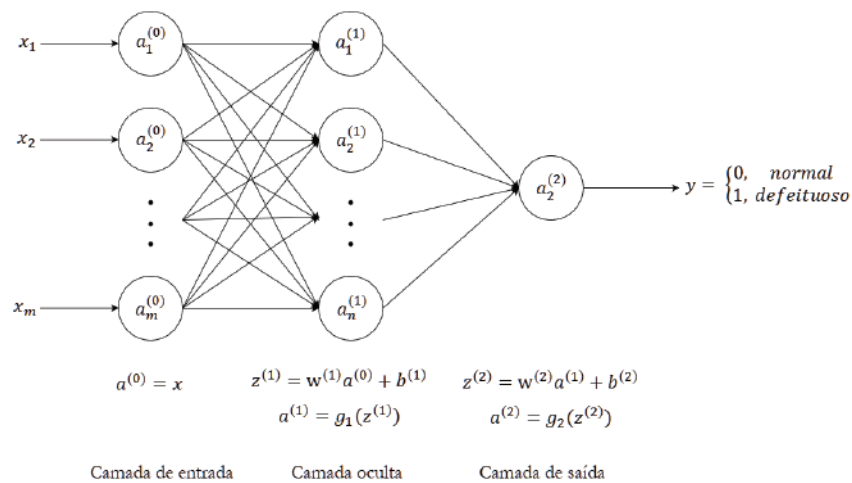


Figura 5. Estrutura 1.

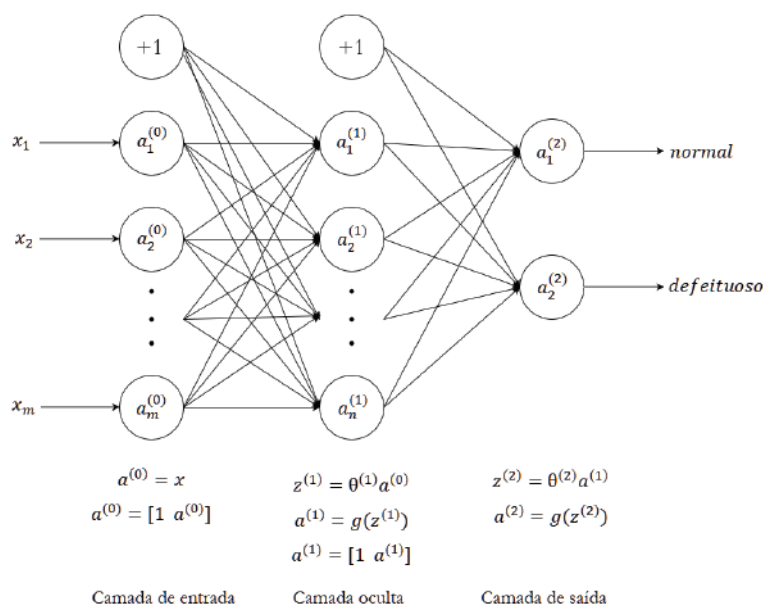


Figura 6. Estrutura 2.

A Estrutura 1 possui três camadas. A camada de entrada recebe os pixels das imagens termográficas dos para-raios e possui m neurônios artificiais, que correspondem aos pixels das imagens. Os coeficientes $a^{(0)}$ são dados pela razão entre o valor do pixel recebido e 255, que é o valor máximo que o pixel pode atingir. A camada oculta possui n neurônios artificiais, cujos valores foram variados, a fim de avaliar o desempenho do sistema em função de n . Os coeficientes $a^{(1)}$ são obtidos pelas seguintes equações:

$$\mathbf{z}^{(1)} = \mathbf{w}^{(1)} \mathbf{a}^{(0)} + \mathbf{b}^{(1)} \quad (1)$$

$$\mathbf{a}^{(1)} = g_1(\mathbf{z}^{(1)}) \quad (2)$$

$$g_1(z) = \begin{cases} z, & z \geq 0 \\ 0, & z < 0 \end{cases} \quad (3)$$

onde $\mathbf{z}^{(1)}$ é o vetor pesos de entrada da função de ativação $g_1(z)$, $\mathbf{w}^{(1)}$ é o vetor de pesos da conexão entre a camada de entrada e a camada oculta, $\mathbf{b}^{(1)}$ é o vetor bias dos neurônios da camada oculta e $g_1(z)$ é a função de ativação, que, para a camada oculta, é a função ReLu, dada por (3). Por fim, a camada de saída possui apenas um neurônio, que receberá peso 0 se o para-raios for classificado como íntegro ou peso 1 se o para-raios for classificado como defeituoso. Os coeficientes $a^{(2)}$ são calculados pelas seguintes equações:

$$\mathbf{z}^{(2)} = \mathbf{w}^{(2)} \mathbf{a}^{(1)} + \mathbf{b}^{(2)} \quad (4)$$

$$\mathbf{a}^{(2)} = g_2(\mathbf{z}^{(2)}) \quad (5)$$

$$g_2(z) = \frac{1}{1 + e^{-z}} \quad (6)$$

onde $z^{(2)}$ é o vetor pesos de entrada da função de ativação $g_2(z)$, $w^{(2)}$ é o vetor de pesos da conexão entre a camada oculta e a camada de saída, $b^{(2)}$ é o vetor bias da camada de saída e $g_2(z)$ é a função de ativação, que, para a camada de saída, é a função sigmóide, dada por (6).

A Estrutura 2 é semelhante à Estrutura 1, porém com algumas diferenças, tais como: a adição de um neurônio de peso unitário para o cálculo dos coeficientes $a^{(1)}$ e $a^{(2)}$, a função de ativação da camada oculta, que nessa Estrutura é a sigmóide, a ausência dos parâmetros $b^{(1)}$ e $b^{(2)}$ no cálculo de $z^{(1)}$ e $z^{(2)}$ e a existência de um segundo neurônio na camada de saída.

Em seguida, foi desenvolvida uma rede DNN, com duas camadas ocultas, a fim de comparar o desempenho com as redes neurais simples de apenas uma camada. O treinamento foi realizado a partir do banco de imagens de treinamento e o desempenho das redes de cada técnica foi avaliado a partir do banco de imagens de teste. Foram utilizadas 40 imagens de para-raios íntegros e 288 imagens de para-raios defeituosos para o treinamento e as demais foram destinadas ao teste de avaliação do desempenho do sistema desenvolvido.

Por fim, foram realizadas segmentações nas imagens termográficas, extraindo apenas o para-raios das mesmas, de forma a eliminar as informações inúteis e comparar o desempenho das redes neurais ao classificar imagens segmentadas e imagens não-segmentadas.

Resultados

Para as redes neurais da Estrutura 1, foram realizadas 50 mil iterações para a obtenção dos resultados, enquanto para as redes da Estrutura 2 foram realizadas 10 mil iterações. Os gráficos de barras que contém os resultados obtidos para as redes da Estrutura 1 para a classificação de imagens termográficas não-segmentadas se encontram na figura 7.

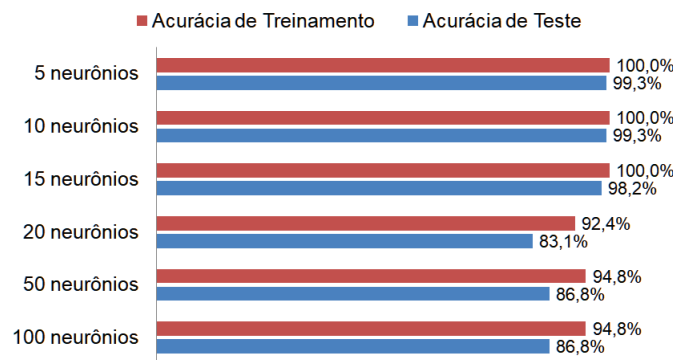


Figura 7. Desempenho das redes neurais da Estrutura 1 na classificação de imagens termográficas não-segmentadas.

Conforme ilustrado na figura 7, as RNA's de Estrutura 1 apresentaram resultados satisfatórios, uma vez que as acurácias de treinamento são superiores a 90% e a divergência entre as acurácias de treinamento e de teste não são significativas. Os melhores resultados ocorreram para uma quantidade de neurônios artificiais inferior a 20, os quais apresentaram acurácia de treinamento igual a 100% e acurácia de teste superior a 98%.

Para as redes com quantidades de neurônios artificiais iguais ou superiores a 20, as acurácias de treinamento foram inferiores a 100% e as acurácias de teste foram inferiores a 90%. Com o intuito de melhorar o desempenho dos sistemas desenvolvidos, foram desenvolvidas redes DNN de duas camadas ocultas e com diferentes quantidade de neurônios, com estrutura semelhante à Estrutura 1. Os resultados obtidos para a inserção da nova camada oculta se encontram na figura 8.

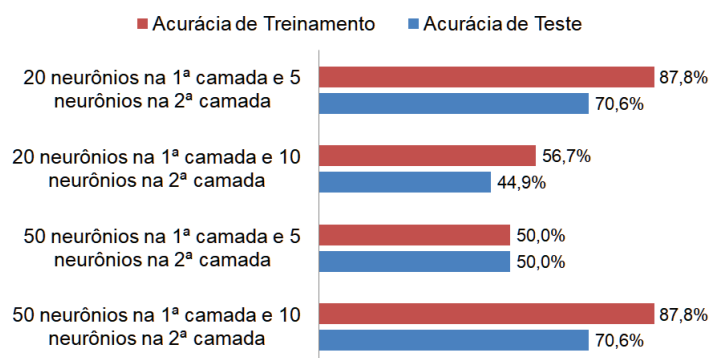


Figura 8. Desempenho das redes DNN de duas camadas ocultas na classificação de imagens termográficas não-segmentadas.

Conforme apresentado na figura 8, o acréscimo de uma nova camada oculta não melhorou o desempenho das redes neurais desenvolvidas. As acurácias de treinamento foram inferiores a 90% e as acurácias de teste foram inferiores a 75%.

Em seguida, realizaram-se segmentações nas imagens termográficas, de forma a eliminar as informações inúteis e deixar apenas o para-raios presente nas imagens, a fim de avaliar o desempenho das redes neurais de Estrutura 1 quando as imagens são segmentadas e comparar com os casos em que as imagens não são segmentadas. Os gráficos comparativos de ambos os casos se encontram na figura 9.

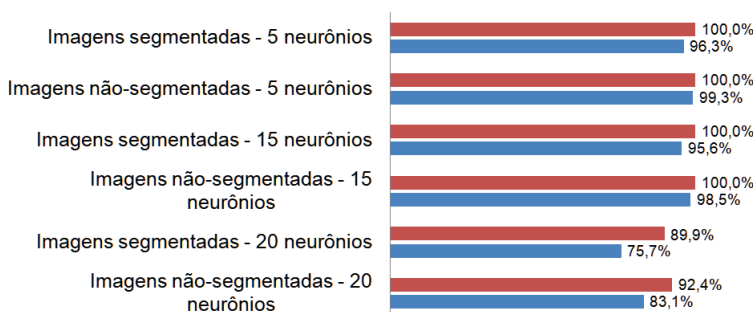


Figura 9. Comparação entre os desempenhos das RNA's de Estrutura 1 na classificação de imagens não-segmentadas e de imagens segmentadas.

Ao comparar os resultados obtidos ao segmentar o para-raios da imagem termográfica com os resultados obtidos quando os para-raios não eram segmentados, nota-se que a segmentação não melhora o desempenho das redes neurais ao classificar o estado do para-raios a partir de imagens termográficas, uma vez que as acurácias para as imagens segmentadas são iguais ou inferiores às acurácias para as imagens não-segmentadas. Dessa forma, para os classificadores

desenvolvidos, não há necessidade de segmentar o para-raios da imagem termográfica para realização da classificação. Destaca-se que, esse comportamento é inesperado e deve ser melhor avaliado utilizando uma base de dados mais ampla em trabalhos futuros.

Dando continuidade, foram desenvolvidos sistemas de classificação a partir de redes neurais de Estrutura 2. Os gráficos com os resultados obtidos na classificação de imagens sem segmentação do para-raios se encontram na figura 10.

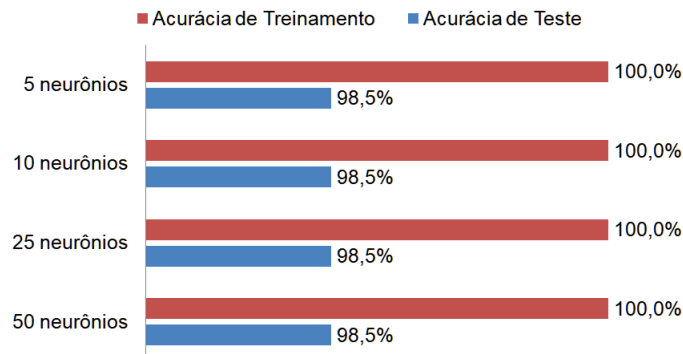


Figura 10. Desempenho das redes neurais da Estrutura 2 na classificação de imagens termográficas não-segmentadas.

Conforme mostrado na Figura 10, todas as redes neurais desenvolvidas apresentaram a mesma acurácia de treinamento e de teste, mostrando que o número de neurônios claramente não tem impacto sobre o desempenho do classificador. Além disso, os resultados obtidos para esta estrutura foram satisfatórios, uma vez que apresenta uma alta taxa de acerto e baixa divergência entre as acurácias de treinamento e de teste.

Por fim, da mesma forma como foi feito na Estrutura 1, realizou-se o treinamento das redes de Estrutura 2 para classificação das imagens com segmentação dos para-raios, a fim de verificar o desempenho do sistema em comparação com as imagens não-segmentadas. Os gráficos com os resultados se encontram na figura 11.

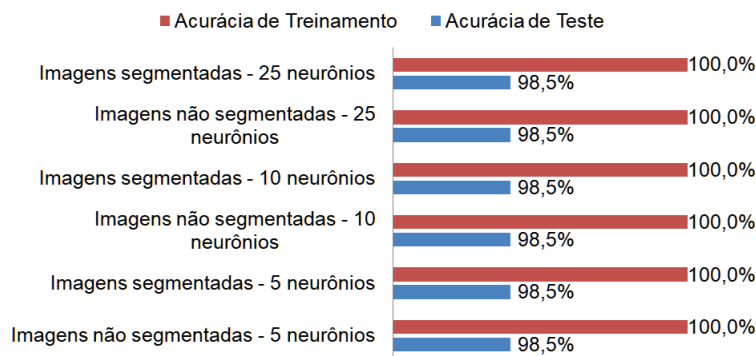


Figura 11. Comparação entre os desempenhos das RNA's de Estrutura 2 na classificação de imagens não-segmentadas e de imagens segmentadas.

Conforme apresentado na figura 11, os sistemas apresentaram o mesmo desempenho para as imagens com segmentação dos para-raios, apresentando os mesmos valores de acurácias de treinamento e de teste. Dessa forma, para as RNA's de camada única oculta baseadas no algoritmo backpropagation, a segmentação do para-raios das imagens não tem influência no desempenho do sistema de classificação.

Conclusão

Neste trabalho, foram desenvolvidas redes neurais artificiais com o intuito de classificar o estado de para-raios a partir de imagens termográficas e aprimorar o uso da termovisão na detecção de defeitos neste tipo de equipamento. Para isso, o software de programação GNU Octave® foi utilizado para a programação dos classificadores.

Os resultados obtidos mostraram que as RNA's baseadas no algoritmo backpropagation realmente são eficientes ao classificar imagens termográficas, comprovando o sucesso desta técnica de IA em trabalhos anteriores. Os melhores classificadores de imagens termográficas de para-raios possuíam apenas uma única camada oculta e quantidade de neurônios artificiais inferior a 20. Além disso, foi possível constatar que não houve necessidade de segmentar o para-raios da imagem termográfica para realizar a classificação.

Os resultados deste trabalho poderão ser úteis para diminuir a incidência de erros de classificação do estado de para-raios, bem como na diminuição da dependência de um operador experiente para a interpretação dos resultados das medições termográficas. Em trabalhos futuros, pretende-se expandir a base de dados utilizada para aumentar a confiabilidade do sistema e validar os resultados obtidos. Além disso, pretende-se utilizar esse mesmo sistema para identificar defeitos em outros equipamentos do sistema, bem como melhorar o sistema desenvolvido para que seja possível classificar o tipo de defeito nos para-raios.

Referências

- [1] A. D'Ajuz, F. M. Resende, F. M. S. Carvalho, I. G. Nunes, J. Amon Filho, L. E. N. Dias, M. P. Pereira, O. Kastrup Filho, S. A. Morais, "Equipamentos Elétricos: Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão", Universidade Federal Fluminense, Brasil, 1985.
- [2] V. Hinrichsen, "Metal-Oxide Surge Arresters Fundamentals", Siemens AG, 1st edition, 2001.
- [3] C. Heinrich & V. Hinrichsen, "Diagnostics and monitoring of metal-oxide surge arresters in high-voltage networks-comparison of existing and newly developed procedures", In IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 1, pp. 138-143, Jan. 2001. <https://doi.org/10.1109/61.905619>.
- [4] G. R. S. Lira, "Monitoramento de Para-raios de Óxido de Zinco com Base na Medição da Corrente de Fuga Total", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, 2012.
- [5] E. T. Wanderley Neto, "Monitoramento e Diagnóstico de Para-raios a ZnO Através de Redes Neurais Artificiais", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, 2007.
- [6] G. R. S. Lira, E. G. da Costa, D. Fernandes Júnior, V. D. S. Brito, M. J. A. Maia, "Sistema Automático de Diagnóstico de Falhas em Para-raios de ZnO Baseado na Análise de Termografias", XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Florianópolis, Brasil, Outubro, 23 - 26, 2011.
- [7] G. Mazoni, "Sistema para Interface e Diagnóstico de Inspeções Termográficas Automatizadas por Inteligência Artificial para Redes de Distribuição de Energia Elétrica", Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 2018.
- [8] Y. Higuchi & T. Babasaki, "Failure detection of solar panels using thermographic images captured by drone", 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), 2018, pp. 391-396. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2018.8566833>
- [9] H. P. C. Hwang, C. C. Y. Ku & J. C. C. Chan, "Detection of Malfunctioning Photovoltaic Modules Based on Machine Learning Algorithms", In IEEE Access, vol. 9, pp. 37210-37219, 2021 <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3063461>

- [10] X. Gong, Q. Yao, M. Wang & Y. Lin, "A Deep Learning Approach for Oriented Electrical Equipment Detection in Thermal Images", In *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41590-41597, 2018, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2859048>
- [11] J. Chen, Y. Li & Q. Ling, "Hot-Spot Detection for Thermographic Images of Solar Panels", *2020 Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*, pp. 4651-4655, <https://doi.org/10.1109/CCDC49329.2020.9164255>
- [12] Y. Olivatti, C. Penteado, P. T. Aquino & R. F. Maia, "Analysis of artificial intelligence techniques applied to thermographic inspection for automatic detection of electrical problems", *2018 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/ISC2.2018.8656724>
- [13] H. Zou, & H. Fuzhen, "An Intelligent Fault Diagnosis Method for Electrical Equipment Using Infrared Images", *Proceedings of the 34th Chinese Control Conference*, pp. 6372-6376, 2015. <https://doi.org/10.1109/ChiCC.2015.7260642>
- [14] S. A. Merryman & R. M. Nelms, "Diagnostic technique for power systems utilizing infrared thermal imaging", In *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 42, no. 6, pp. 615-628, Dec. 1995, <https://doi.org/10.1109/41.475502>
- [15] G. M. Santos, "Termografia e Inteligência Artificial na Detecção de Falhas em Transformadores", Tese de doutorado, Universidade Federal do Pernambuco, Brasil, 2017.
- [16] R. H. F. Alves, G. A. Deus Júnior, F. H. T. Vieira, M. S. Castro, S. G. Araújo, R. P. Lemos, "Detecção de Anomalias em Painéis Fotovoltaicos Utilizando Redes ABNET, PSOM e MLP", VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Belo Horizonte, Brasil, Abril, 04 – 07, 2016.
- [17] G. L. Ribeiro, "Aprimoramento da Classificação de Isoladores Poliméricos por Medições Termográficas e Radiação UV", Tese de doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, 2017.
- [18] S. Haykin, "Redes Neurais - Princípios e Práticas", Bookman, 2001.
- [19] A. P. Braga, T. B. Ludermir, A. C. P. L. F. Carvalho, "Redes Neurais Artificiais: Teoria e Aplicações", Rio de Janeiro: LTC, 2000.
- [20] N. Yali, "A Multi-stage Convolution Machine with Scaling and Dilation for Human Pose Estimation", Thesis (Master degree Department of Electronic Engineering), Graduate School of Chonbuk National University, Republic of Korea, 2018.
- [21] I. Goodfellow, Y. Bengio, & A. Courville, "Deep Learning", Cambridge, MA: MIT Press, 2016
- [22] L. S. Abdalla & C. F. S. Volotão, "Estudo da Configuração de Diferentes Arquiteturas de Redes Neurais Artificiais MLP para Classificação de Imagens Ópticas", XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto (SBSR), Foz do Iguaçu, Brasil. INPE, 2013.

Avaliação de técnicas de inteligência artificial na classificação de descargas parciais

Evaluation of artificial intelligence techniques in the classification of partial discharges

Allan D. C. Silva¹, Itaiara F. Carvalho², Luiz A. M. M. Nobrega³,
George V. R. Xavier⁴, Edson G. da Costa⁵

Silva, A.D.C; Carvalho, I.F; Nobrega, L.A.M.M;
Xavier, G.V.R; da Costa, E.G. Avaliação de técnicas de inteligência artificial na classificação de descargas parciais. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 232-244.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6047>

- 1 Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: allan.costa@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2881-632X>
- 2 Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: itaiara.carvalho@ee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0002-3662-1955>
- 3 Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: luiz.nobrega@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2634-8526>
- 4 Instituto de Telecomunicações, Universidade de Aveiro, Aveiro, Portugal. Correo electrónico: george.xavier@av.it.pt
 <https://orcid.org/0000-0002-1056-4948>
- 5 Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil. Correo electrónico: edson@dee.ufcg.edu.br
 <https://orcid.org/0000-0003-2998-2039>



Palavras - chave

Aprendizado de máquina; classificação; data mining; descargas parciais; extração de atributos.

Resumo

A detecção de sinais de Descargas Parciais (DP) na faixa da Ultra Alta Frequência (UHF) permite identificar e classificar, de forma minimamente invasiva, defeitos em equipamentos de alta tensão, bem como estimar o grau de urgência da realização de manutenções preventivas. Neste artigo, técnicas de *machine learning* foram utilizadas para realizar o reconhecimento automático dos padrões obtidos a partir de envoltórias de sinais UHF de DP. Para tanto, foi elaborado um arranjo experimental para emular diferentes fontes de DP: uma cuba de óleo com eletrodos ponta-plano, a barra de um hidrogerador e um transformador de potencial. A partir dos sinais obtidos nesse arranjo, geraram-se envoltórias, a partir das quais foi realizada a extração de uma série de atributos no domínio do tempo, tais como: curtose, amplitude máxima e tempo de subida. Em seguida, realizou-se a seleção dos atributos por meio de uma associação de algoritmos, dentre eles o *k-means*, de forma a reduzir a dimensionalidade dos dados para aumentar a eficiência do algoritmo classificador. Por fim, fez-se a classificação dos sinais de DP a partir de uma rede neural artificial, *decision tree* e *random forest*. Os resultados mostraram que os atributos extraídos das envoltórias foram efetivos na classificação dos sinais de DP, com valores de acurácia média superiores a 95% quando foi utilizado o banco de dados otimizado.

Keywords

Machine learning; classification; data mining; partial discharge; feature extraction.

Abstract

The detection of Partial Discharge (PD) signals in the Ultra High Frequency (UHF) range performs identify and classify, in a minimally invasive way, of defects in high voltage equipment, as well as estimating the degree of urgency in carrying out preventive maintenance. In this paper, machine learning techniques were used to perform automatic recognition of patterns obtained from PD UHF signal envelopes. Therefore, an experimental arrangement was designed to emulate different PD sources: an oil vat with flat-tip electrodes, a hydro generator bar, and a potential transformer. From the signals launched in this arrangement, envelopes were generated, from which a series of attributes in the time domain were extracted, such as kurtosis, maximum amplitude, and rise time. Then, the selection of attributes was carried out through an association of algorithms, including k-means, to reduce the dimensionality of the data to increase the efficiency of the classifier algorithm. Finally, a classification of PD signals was performed using an artificial neural network, decision tree, and random forest. The results induced that the attributes extracted from the envelopes were effective in classifying PD signs, with mean accuracy values greater than 95% when the optimized database was used.

Introdução

O fenômeno das descargas parciais (DP) pode ser definido como descargas de pequena duração que curto circuitam parcialmente a isolação entre dois condutores. Essas descargas geralmente estão associadas ao estresse no meio isolante causado pela presença de um campo elétrico intenso [1].

Ainda que seja de pequena intensidade, a atividade contínua das DP pode causar a deterioração progressiva do sistema de isolamento dos equipamentos de alta tensão, os quais têm uma relação forte com a confiabilidade do sistema elétrico de potência, uma vez que são responsáveis pelas etapas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Tradicionalmente, o processo de manutenção desses equipamentos ocorre de maneira programada, baseando-se no tempo de operação. Entretanto, esse processo tem sido substituído por técnicas de monitoramento preditivo, dentre as quais, destaca-se a medição da irradiação na faixa da ultra alta frequência (UHF, do inglês: *ultra high frequency*), que constitui um método não invasivo e que permite a detecção, classificação e a localização das DP utilizando sensores UHF [2].

Além da boa imunidade aos ruídos externos presentes em subestações, tais como descargas corona e ruídos de linha [3], proporcionada por esse método, o Grupo de Trabalho A2.27 do Cigré [4] recomendou que os transformadores de potência fossem fabricados com pelo menos quatro janelas dielétricas, a fim de viabilizar o monitoramento via o método UHF sem a necessidade de adaptação dos equipamentos para essa finalidade, o que dá maior respaldo ao uso desse método.

Ressalta-se aqui que a medição de DP associada às técnicas de processamento digital de sinais fornece informações da condição operativa dos equipamentos, sendo possível identificar a natureza e o grau de importância do defeito [2, 5]. Isso tem motivado a avaliação de uma série de técnicas de classificação de sinais de DP, sendo aquelas baseadas em *machine learning* as mais promissoras. Tais técnicas performam a partir da identificação de uma série de parâmetros, os quais são comparados com a assinatura característica de cada defeito [6-7].

Neste artigo são apresentados os resultados da aplicação de técnicas de *machine learning* associadas às estratégias de seleção na classificação de envoltórias de sinais de descargas parciais, obtidos a partir de um arranjo experimental que emulou diferentes fontes de DP: uma cuba de óleo com eletrodos ponta-plano, a barra de um hidrogenador e um transformador de potencial.

O trabalho foi organizado da seguinte forma: na seção II são apresentados os principais conteúdos que dão embasamento ao estudo, na seção III é descrita a metodologia, na seção IV os resultados são discutidos e, por fim, na seção V as conclusões são apresentadas.

Fundamentação Teórica

Envoltórias

O detector de envoltória é um demodulador de amplitude ideal, que permite reduzir a frequência de amostragem exigida para detectar a envoltória de um sinal [8]. Tal ferramenta se torna útil, em particular, na detecção de fontes de DP, que exigem equipamentos de medição com altas taxas de amostragem.

A geração de envoltórias via o processamento dos sinais permite suavizar os pulsos de DP, preservando características importantes, como energia, amplitude e duração. Dentre as formas de gerar envoltórias, apresenta-se aqui o algoritmo utilizado para processar o sinal e gerar a envoltória a partir da suavização de densidade por Kernel (KDE, do inglês: *Kernel Density Estimation*) [9]:

1. Remove-se o nível DC do sinal a partir do cálculo do valor médio (V_{med}):

$$V_{med} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} V_i \quad (1)$$

$$V_k = V_i - V_{med} \quad (2)$$

2. Eleva-se as amostras ao quadrado:

$$V_{sq} = V_k^2 \quad (3)$$

3. Realiza-se a aplicação do KDE para a extração das envoltórias de DP:

$$E_{ni} = \frac{\sum_{j=1}^n K \frac{t_i - t_j}{W} V S_j}{\sum_{j=1}^n K \frac{t_i - t_j}{W}}, \quad (4)$$

em que:

- E_{ni} : é o componente suavizado da envoltória na i-ésima amostra;
- $V S_j$: é a tensão instantânea ao quadrado na j-ésima amostra;
- t_i e t_j : são amostras de tempo no i-ésimo e j-ésimo ponto;
- W : representa o parâmetro de suavização para a estimativa de densidade de Kernel $f(x)$;
- K : é a função de suavização Kernel Guassiana.

Parâmetros

Conforme [7], a classificação dos sinais de DP pode ser feita a partir de parâmetros básicos, deduzidos e estatísticos. Neste artigo, utilizaram-se os parâmetros estatísticos, bem como, atributos associados às envoltórias dos sinais de DP [10-11]:

1. Valor de pico (V_p):

$$V_{p(x)} = \max(x); \quad (5)$$

2. Valor RMS (V_{rms}):

$$V_{RMS(x)} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2}; \quad (6)$$

3. Amplitude Média (V_{med}):

$$V_{med(x)} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |x_i|; \quad (7)$$

4. Amplitude de raiz quadrada (V_{r2}):

$$V_{r2(x)} = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sqrt{|x_i|} \right)^2 ; \quad (8)$$

5. Área sob a envoltória (A_r): área sob a curva da envoltória;

6. Fator de crista (F_c):

$$F_{c(x)} = \frac{V_p(x)}{V_{RMS(x)}} ; \quad (9)$$

7. Fator de liberação (F_l):

$$F_{l(x)} = \frac{V_p(x)}{V_{r2(x)}} ; \quad (10)$$

8. Fator de impulso (F_i):

$$F_{i(x)} = \frac{V_p(x)}{V_{med}} ; \quad (11)$$

9. Fator de forma (F_f):

$$F_{f(x)} = \frac{V_{RMS(x)}}{V_{med}} ; \quad (12)$$

10. Skewness (S_k):

$$S_{k(x)} = \frac{E(x - \mu)^3}{\sigma^3} ; \quad (13)$$

11. Curtose (K_u):

$$K_{u(x)} = \frac{E(x - \mu)^4}{4} ; \quad (14)$$

12. Duração (T_{mp}): tempo duração do sinal de DP;

13. Tempo de subida (T_s): tempo de duração até o valor de amplitude máxima do sinal.

Em que:

- x é o sinal;
- i é a amostra;
- N é a quantidade de amostras;
- μ é a média.

Seleção de Atributos

A seleção de atributos é uma etapa primordial dentro da área do *machine learning*, haja vista a quantidade de dados que é processada pelos diversos algoritmos. Ela envolve o conhecimento da base de dados, detectando: qualidade, padronizações e tipos de variáveis, a fim de reduzir a dimensionalidade do banco de dados. Para tanto, algumas técnicas podem ser utilizadas, dentre elas a análise por variância e correlação.

Variância

A variância mede a dispersão dos atributos em relação à média. Ela é calculada pela equação (15):

$$Var(x) = \frac{\sum(x - \mu)^2}{N} \quad (15)$$

em que, uma alta variância indica que os dados estão assumindo diferentes posições. Em contrapartida, uma variância baixa significa que os dados estão concentrados.

Correlação

A correlação é dada pela equação (16) [12]:

$$Cor(x, y) = \frac{Cov(x, y)}{S_x S_y} \quad (16)$$

em que, o coeficiente de correlação varia de -1 a +1 e, quanto maior o seu valor absoluto, mais forte a correlação entre as variáveis. Coeficientes de correção maiores que 0 são um indicativo de que as duas variáveis são positivamente correlacionadas, ou seja, o valor da variável x aumenta conforme o valor da variável y aumenta. Em contrapartida, se o coeficiente é negativo, as duas variáveis se correlacionam negativamente.

Técnicas de *Machine Learning*

Os algoritmos de *machine learning* utilizam a experiência para desempenhar atividades de previsão e classificação. Esses algoritmos estão separados em: supervisionados, como, por exemplo, as redes neurais artificiais (RNA), o *decision tree* e o *random forest*; e não – supervisionados, como o *k-means* [13]. Em síntese, a diferença está na atribuição de uma identificação ao conjunto de dados, o que é necessário para realizar aplicações de classificação.

O algoritmo da árvore de decisão ganhou espaço como método de classificação, dada a sua simplicidade e baixo custo computacional. Tal técnica realiza a divisão recursiva de um problema de maior complexidade em problemas menores: cada nó da árvore realiza um teste para um determinado atributo e cada galho proveniente desse nó será um valor possível [14]. Além disso, esse método é a base para o algoritmo do *Random Forest*, que se trata de uma combinação de múltiplas árvores, em que cada árvore toma a sua decisão e o resultado é obtido pela votação de todas as árvores [15].

As RNA são arquiteturas computacionais baseadas em estruturas biológicas de neurônios, programadas para: se adaptar, aprender, generalizar, agrupar ou organizar dados. Dentro dessas estruturas, o classificador mais elementar é *perceptron*, o qual é formado por um único neurônio, capaz de resolver problemas com dados linearmente separáveis [7].

O *k-means* é um algoritmo de aprendizagem não supervisionada usado para separar dados em um número k de *clusters*. Esse algoritmo pode ser descrito em quatro etapas [13]: inicialização dos centros; atribuição dos pontos médios mais próximos; mudança dos pontos médios para o centro do cluster; avaliação da convergência.

Metodologia

Arranjo experimental

Para gerar o banco de dados, definiu-se um arranjo experimental para realizar a geração e a detecção de DP em três diferentes fontes: barra de um hidrogerador, uma cuba de óleo com eletrodos na configuração ponta-plano e um transformador de potencial (TP), conforme mostrado nas Figuras 1 – 2.

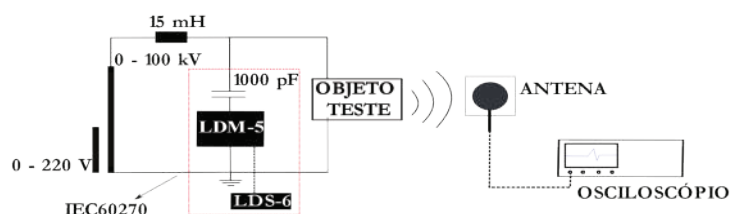


Figura 1. Arranjo experimental.



Figura 2. Objetos de teste.

O arranjo, apresentado na figura 1, é formado por um capacitor de acoplamento (1000 pF), uma impedância de medição (LDM-5), um indutor de 15 mH como filtro passa alta e o objeto de teste [3]. A aquisição dos sinais foi realizada a partir de um osciloscópio com taxa de amostragem de 5 GSa/s, largura de banda de 1 GHz e 4 canais. Um desses canais foi conectado à uma antena circular [16] posicionada a 0,65 m do equipamento sob teste, a qual está mostrada na figura 3.

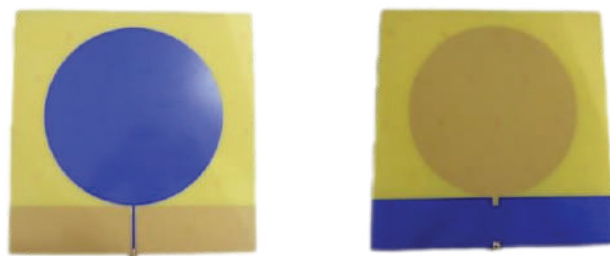


Figura 3. Antena monopolar. Fonte: [16].

Na realização dos ensaios o nível de tensão foi elevado de forma gradativa, por meio de um transformador regulador, até que a atividade de DP fosse gerada, realizando o procedimento de calibração do sistema antes da mudança de cada objeto de teste, haja vista a variação na capacitância total do arranjo.

Classificação dos defeitos

A classificação das DP é feita conforme o fluxograma mostrado na figura 4.

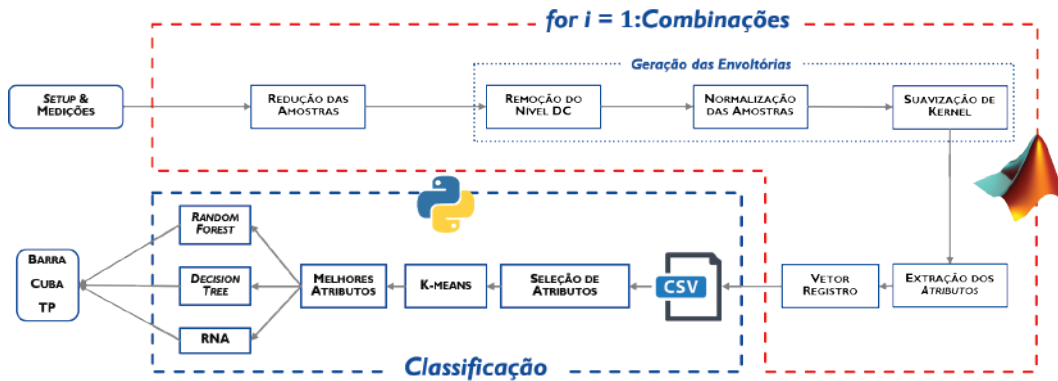


Figura 4. Metodologia utilizada para a classificação de fontes de DP.

Conforme o fluxograma apresentado na figura 4, após a aquisição dos dados, inicia-se o processamento dos sinais. Em primeiro lugar, as amostras dos sinais são reduzidas ao trecho de ocorrência da DP, de forma a diminuir o poder computacional requerido para extrair os atributos. Então, inicia-se o processo de geração das envoltórias, a partir do procedimento descrito na subseção 2.1. Posteriormente, é feita a extração automática de todos os atributos descritos na subseção 2.2. Após essa etapa, parte-se para a etapa de seleção dos atributos via a análise da correlação e da variância, de forma a reduzir a dimensionalidade do banco de dados, preservando apenas 2 atributos.

A eficácia da etapa de seleção dos atributos é verificada a partir da aplicação do método de aprendizagem não supervisionado *k-means*, etapa que precede a classificação e garante a qualidade dos atributos. Então, se dá início à classificação via RNA, *decision tree* e *random forest*.

Resultados

Apresentam-se nesta seção os principais resultados obtidos com a aplicação das técnicas de classificação utilizadas. Na subseção 4.1 são discutidos os resultados obtidos na etapa de seleção dos atributos; na subseção 4.2 são apresentados os resultados referentes à aplicação do *decision tree* e *random forest* e na subseção 4.3. são apresentados os resultados referentes à RNA.

Seleção dos atributos

A extração dos atributos gerou um banco de dados com 13 colunas e 30 linhas, ou seja, 13 atributos para cada sinal de DP captado, sendo 10 amostras referentes a cada um dos objetos sob teste. A partir da aplicação e da análise da variância entre as amostras, tabela 1,

destacaram-se os seguintes atributos: área sob a envoltória, fator de liberação e curtose, os quais apresentaram as maiores diferenças e, por isso, há a possibilidade de caracterizar bem os diferentes tipos de DP.

Tabela 1. Aplicação da análise por variância.

Atributo	Variância
Pico (F1)	$8,87 \cdot 10^{-1}$
Valor médio (F2)	$4,32 \cdot 10^{-3}$
Amplitude de raiz quadrada (F3)	$4,67 \cdot 10^{-4}$
Valor RMS (F4)	$2,90 \cdot 10^{-2}$
Área (F5)	$1,39 \cdot 10^5$
Fator de crista (F6)	6,29
Fator de liberação (F7)	$1,39 \cdot 10^2$
Fator de impulso (F8)	$6,49 \cdot 10$
Fator de forma (F9)	$8,42 \cdot 10^{-2}$
Skweness (F10)	3,93
Curtose (F11)	$7,80 \cdot 10^2$
Tempo de duração (F12)	$1,00 \cdot 10^{-13}$
Tempo de subida (F13)	$8,18 \cdot 10^{-14}$

Com relação à análise a partir da técnica da correlação, em primeiro lugar, foi gerada a matriz de correlação apresentada na tabela 2. Então, buscaram-se os atributos com alta correlação com a variável alvo da classificação e baixa correlação com as demais, haja vista que o alto coeficiente de correlação indica semelhança entre as informações [11].

Tabela 2. Coeficientes de correlação entre os atributos.

	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆	F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁	F ₁₂	F ₁₃	Alvo
F ₁	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-0,7	0,2	-0,5	0,2	-0,6	-0,6	0,7	-0,9	-0,9
F ₂	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-0,7	0,2	-0,5	0,2	-0,6	-0,6	0,7	-0,9	-0,9
F ₃	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-0,7	0,2	-0,5	0,2	-0,6	-0,6	0,7	-0,9	-0,9
F ₄	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-0,7	0,2	-0,5	0,2	-0,6	-0,6	0,7	-0,9	-0,9
F ₅	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-0,7	0,2	-0,5	0,2	-0,6	-0,6	0,7	-0,9	-0,9
F ₆	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0	1,0	-0,5	0,7	0,9
F ₇	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	1,0	0,7	1,0	0,6	0,6	0,2	-0,1	0,2
F ₈	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	1,0	0,7	1,0	0,7	1,0	1,0	-0,4	0,6	0,9
F ₉	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	1,0	0,7	1,0	0,5	0,6	0,2	-0,1	0,2
F ₁₀	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	1,0	0,6	1,0	0,5	1,0	1,0	-0,5	0,6	0,9
F ₁₁	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	1,0	0,6	1,0	0,6	1,0	1,0	-0,4	0,6	0,9
F ₁₂	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	-0,5	0,2	-0,4	0,2	-0,5	-0,4	1,0	-0,7	-0,7
F ₁₃	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	0,7	-0,1	0,6	-0,1	0,6	0,6	-0,7	1,0	0,8
Alvo	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	0,9	0,2	0,9	0,2	0,9	0,9	-0,7	0,8	1,00

Notou-se, a partir da tabela 2, que os atributos que corresponderam a tais características foram: área sob a envoltória e curtose, reafirmando a análise inicial, via variância.

Para validar a escolha dos atributos selecionados, foi feita a aplicação do método *k-means*. Ressalta-se aqui, que há 3 atributos possíveis e, é necessário selecionar dois que caracterizem bem o banco de dados, logo, trata-se de um problema em que há 3 termos combinados 2 a 2, ou seja, há 3 possibilidades. Nas figuras 5 – 7, há a representação 2D dessas 3 possibilidades, entretanto apenas um dos casos separou os defeitos de forma correta.

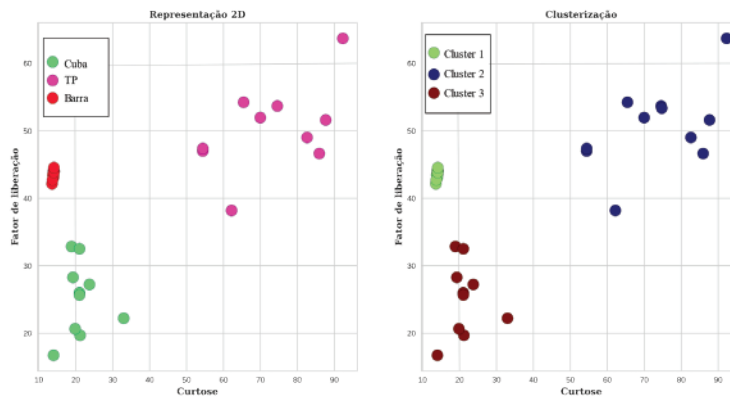


Figura 5. Fator de liberação e curtose.

Observou-se, na figura 5, que o método foi capaz de agrupar corretamente todas as amostras, sendo dependente apenas do hiperparâmetro *k*.

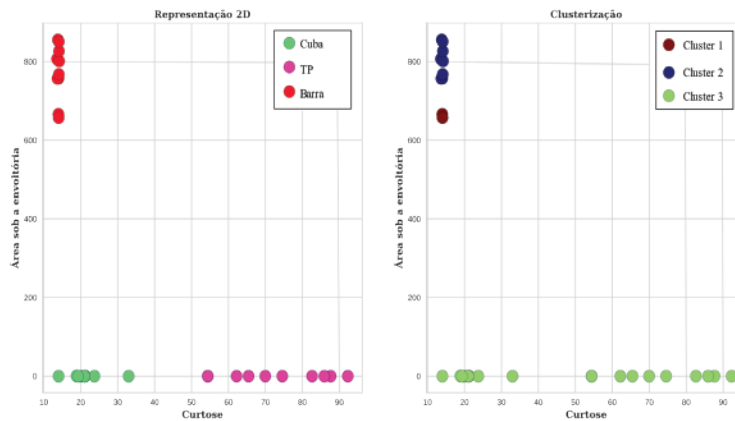


Figura 6. Curtose e área.

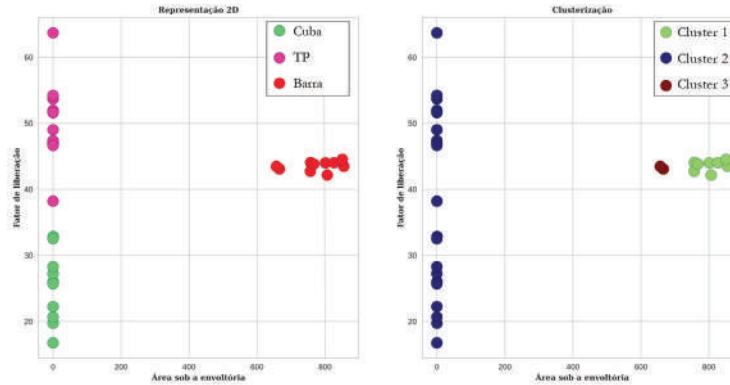


Figura 7. Área e fator de liberação.

Já nas figuras 6 e 7, notou-se que o método associou um mesmo *cluster* para diferentes tipos de defeito. Assim, utilizaram-se os atributos curtose e fator de liberação para realizar a classificação.

Aplicação dos Métodos *Decision Tree* e *Random Forest*

Para a aplicação do *decision tree*, o banco de dados foi subdividido conforme a seguir: 30% das amostras foram utilizadas para teste e 70% para o treinamento da árvore. Para tanto, utilizaram-se o banco de dados otimizado, ou seja, com os atributos fator de liberação e curtose; o banco de dados íntegro e o banco de dados contendo dois atributos com as menores variâncias. A eficácia do método foi avaliada utilizando a acurácia média de 5 simulações e a matriz de confusão, conforme a tabela 3.

Tabela 3. Resultados de classificação utilizando o *decision tree*.

		$K_u \times F_l$					<i>Dataset íntegro</i>						$T_{mp} \times T_s$			
		Estimado					Estimado						Estimado			
Real		Cuba	TP	Barra	Real		Cuba	TP	Barra	Real		Cuba	TP	Barra		
	Cuba	4	0	0		Cuba	2	0	0		Cuba	1	0	0		
	TP	1	2	0		TP	0	3	0		TP	1	2	4		
	Barra	0	0	2		Barra	0	0	4		Barra	0	1	1		
Acurácia média = 0,95					Acurácia média = 1,00					Acurácia média = 0,48						

De forma análoga ao *decision tree*, o *random forest* utilizou a mesma subdivisão do banco de dados e 100 árvores. A aplicação de tal método gerou os resultados apresentados na tabela 4.

Tabela 4. Resultados de classificação utilizando a técnica *random forest*.

		$K_u \times F_l$					<i>Dataset íntegro</i>						$T_{mp} \times T_s$			
		Estimado					Estimado						Estimado			
Real		Cuba	TP	Barra	Real		Cuba	TP	Barra	Real		Cuba	TP	Barra		
	Cuba	3	0	0		Cuba	3	0	0		Cuba	3	0	0		
	TP	0	3	0		TP	0	2	0		TP	0	0	4		
	Barra	0	0	3		Barra	0	0	4		Barra	0	0	2		
Acurácia média = 0,98					Acurácia média = 1,00					Acurácia média = 0,50						

Nota-se que ambos os métodos *decision tree* e *random forest* apresentaram valores de acurácia próximos, entretanto, o *random forest* é menos suscetível ao *overfitting* e exige maior esforço computacional [15]. Destaca-se aqui, que a redução do banco de dados foi suficiente para classificar os sinais de DP, diminuindo o esforço computacional requerido para o processamento dos dados. Nota-se ainda, que os atributos com baixa variância não resultaram em uma boa taxa de acerto, o que ressalta a importância da etapa de seleção dos atributos.

Aplicação da RNA

Na aplicação da RNA, o banco de dados foi subdividido conforme a seguir: 30% das amostras para teste e 70% para o treinamento da rede. Além disso, utilizaram-se 1000 épocas e 3 camadas ocultas (C_{oc}), as quais foram calculadas conforme a equação (17):

$$C_{oc} = \frac{\text{Atributos} + \text{Classes}}{2} \quad (17)$$

Para haver maior segurança ao resultado das simulações, bem como, diminuir a possibilidade de *overfitting*, foi associado um fator de aleatoriedade à seleção dos dados, assim, a cada simulação o processo foi feito com amostras diferentes nas etapas de teste e treinamento. As acurácias médias, bem como as matrizes de confusão são apresentadas na tabela 5.

Tabela 5. Resultados de classificação utilizando a RNA.

$K_u \times F_l$					Dataset íntegro					$T_{mp} \times T_s$				
Estimado					Estimado					Estimado				
Real	Cuba	TP	Barra		Real	Cuba	TP	Barra		Real	Cuba	TP	Barra	
	Cuba	3	0	0		Cuba	2	0	0		Cuba	0	0	3
	TP	1	4	0		TP	0	3	0		TP	4	0	0
	Barra	0	0	2		Barra	0	0	4		Barra	0	0	2
Acurácia média = 1,00					Acurácia média = 1,00					Acurácia média = 0,22				

Nota-se que a RNA apresentou altos valores de acurácia para os dois primeiros casos, entretanto não foi capaz de classificar corretamente os defeitos quando foram inseridos atributos com baixa variância na entrada, o que também ocorreu com os métodos apresentados na subseção 4.2. Ressalta-se, entretanto, que o pequeno número de amostras limitou a quantidade de técnicas aplicadas para excluir a possibilidade de *overfitting*.

Conclusões

Foram apresentados os resultados da classificação de sinais de DP via uma série de métodos de *machine learning*. Destaca-se aqui, que a extração automática dos atributos acrescentou mais segurança à metodologia, evitando erros na tomada de decisão. No que concerne ao método *k-means*, evidenciou-se a importância do processo de clusterização na etapa de seleção dos atributos, haja vista que o banco de dados otimizado foi suficiente para realizar a classificação correta das amostras e demandou menor esforço computacional. Com relação aos métodos de classificação, o *random forest* se mostrou mais robusto ao *overfitting*, quando comparado ao *decision tree*. Já a RNA apresentou resultados promissores para a sua aplicação em bancos de dados com um número maior de amostras.



Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo financiamento nesta pesquisa.

Referências

- [1] IEC 60270. (2000). High Voltage Test Techniques: Partial Discharge Measurement
- [2] Nobrega, L., Costa, E., Serres, A., Xavier, G., & Aquino, M. (2019). UHF Partial Discharge Location in Power Transformers via Solution of the Maxwell Equations in a Computational Environment. *Sensors*, 19(15), 3435. <https://doi.org/10.3390/s19153435>
- [3] Silva, A. D. C., Nobrega, L. A. M. M., da Costa, E. G., Xavier, G. V. R., da Cruz, A. R. D., & Gomes, M. P. A. (2020). Evaluation of Partial Discharge Sources Location Algorithms on Signals with Different Signal to Noise Ratio. In *2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ichve49031.2020.9279940>
- [4] Working Group A2.27 (2008). Recommendations for condition monitoring and condition assessment facilities for transformers. *Electra*, n. 237, p. 48–57.
- [5] Nattrass, D. A. (1988). Partial discharge measurement and interpretation. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 4(3), 10–23. <https://doi.org/10.1109/57.830>
- [6] Kreuger, F. H., Gulski, E., & Krivda, A. (1993). Classification of partial discharges. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, 28(6), 917–931. <https://doi.org/10.1109/14.249365>
- [7] Macedo, E. C. T., Villanueva, J. M., da Costa, E. G., Freire, R. C. S., Araujo, D. B., de Souza Neto, J. M. R., & Glover, I. A. (2012). Assessment of dielectric degradation by measurement, processing and classification of Partial Discharges. In *2012 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2012.6518812>
- [8] de Souza Neto, J. M. R., Rocha Neto, J. S. d., Macedo, E. C. T., Glover, I. A., & Judd, M. D. (2014). An envelope detector as a trading cost technique for radiometric partial discharge detection. In *2014 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/i2mtc.2014.6861013>
- [9] Pinpart, T., & Judd, M. D. (2010). Differentiating between partial discharge sources using envelope comparison of ultra-high-frequency signals. *IET Science, Measurement & Technology*, 4(5), 256–267. <https://doi.org/10.1049/iet-smt.2009.0064>
- [10] Han, L., Yan, J., Fan, S., Xu, M., Liu, Z., Geng, Y., & Guan, C. (2019). Feature Extraction of UHF PD Signals Based on Diode Envelope Detection and Linear Discriminant Analysis. In *2019 5th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/icepe-st.2019.8928690>
- [11] Liu, W., Liu, S., & Hu, X. (2009). Feature extraction and pattern recognition of signals radiated from partial discharge. In *2009 5th Asia-Pacific Conference on Environmental Electromagnetics (CEEM 2009)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ceem.2009.5304189>
- [12] Wu, W.-J., & Xu, Y. (2010). Correlation analysis of visual verbs' subcategorization based on Pearson's correlation coefficient. In *2010 International Conference on Machine Learning and Cybernetics (ICMLC)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/icmlc.2010.5580507>
- [13] Xiaosheng Peng, Chengke Zhou, Hepburn, D. M., Judd, M. D., & Siew, W. H. (2013). Application of K-Means method to pattern recognition in on-line cable partial discharge monitoring. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 20(3), 754–761. <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6518945>
- [14] Yazdandoust, A. R., Haghjoo, F., & Shahrtash, S. M. (2008). Insulation status assessment in high voltage cables based on decision tree algorithm. In *Energy Conference (EPEC)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/epc.2008.4763312>
- [15] Peng, X., Yang, G., Zheng, S., Xiong, L., & Bai, J. (2016). Optimal feature selection for partial discharge recognition of cable systems based on the random forest method. In *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ciced.2016.7576360>
- [16] Xavier, G. V. R., da Costa, E. G., Serres, A. J. R., Nobrega, L. A. M. M., Oliveira, A. C., & Sousa, H. F. S. (2019). Design and Application of a Circular Printed Monopole Antenna in Partial Discharge Detection. *IEEE Sensors Journal*, 19(10), 3718–3725. <https://doi.org/10.1109/jsen.2019.2896580>

Metodologia para geração de sinais de arco elétrico para otimização de cenários de medições

Methodology for radio signal generation in the study of high voltage circuit breakers

Nieremberg J. P. de Lyra Ramos¹, Alexandre Jean Rene Serres²,
Edson Guedes da Costa³, Alfredo Gomes Neto⁴

de Lyra Ramos, N.J.P.; Rene Serres, A.J.; Guedes da Costa, E.; Gomes Neto, A. Metodologia para geração de sinais de arco elétrico para otimização de cenários de medições. *Tecnología en Marcha*. Vol. 34, especial. ALTAE. Diciembre 2021. Pág 245-255.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6048>



- 1 Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Correo electrónico: nieremberg.ramos@ee.ufcg.edu.br
- 2 Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Correo electrónico: alexandreserres@dee.ufcg.edu.br
- 3 Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Correo electrónico: edson@dee.ufcg.edu.br
- 4 Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Correo electrónico: alfredogomes@ieee.com



Palavras chave

Radiometria; diagnóstico; disjuntores; arco elétrico; geração de sinais.

Resumo

As subestações concentram equipamentos essenciais para o funcionamento das redes de distribuição de energia elétrica. O diagnóstico do estado de degradação dos equipamentos é muito importante, em especial dos disjuntores que são os responsáveis por seccionar a rede. Uma técnica que tem se destacado é o diagnóstico de disjuntores a partir da análise do sinal irradiado pelo arco elétrico, que ocorre na comutação de estados nos disjuntores. Essa técnica compreende a captação do sinal irradiado, seu armazenamento em formato digital, e análise a partir de informações obtidas. Um problema que essa técnica enfrenta é a otimização dos cenários de medições, pois para isso é necessário estar em uma subestação, onde as comutações são realizadas sem controle dos pesquisadores, ou possuir disjuntores em laboratório. Porém, em laboratório existem limitações quanto aos tipos de disjuntores pela impossibilidade de ter vários disjuntores em laboratório. A metodologia de otimização proposta neste artigo visa a reprodução de sinais radiométricos de arcos elétricos, previamente adquiridos, em subestações ou em laboratório, tornando possível simular em ambiente experimental disjuntores diversos, em diferentes estágios de degradação. Dessa forma, é possível otimizar os cenários de medições, variando distâncias e posicionamentos das antenas e de outros elementos, realizando medições sucessivas para obter a melhor configuração de medição.

Keywords

Radiometry; diagnostics; circuit breakers; electric arc; signal generation.

Abstract

The substations concentrate essential equipment for the operation of electric energy distribution networks. The diagnosis of the state of degradation of equipment is very important, especially of the circuit breakers that are responsible for sectioning the network. One technique that has stood out is the diagnosis of circuit breakers based on the analysis of the signal radiated by the electric arc, which occurs in the switching of states in circuit breakers. This technique comprises capturing the radiated signal, storing it in digital format, and analyzing it from the information obtained. One problem that this technique faces is the optimization of measurement scenarios, because for this it is necessary to be in a substation, where the changes are carried out without the researchers' control, or to have circuit breakers in the laboratory. However, in the laboratory there are limitations regarding the types of circuit breakers due to the impossibility of having several circuit breakers in the laboratory. The optimization methodology proposed in this article aims at reproducing radiometric signals from electrical arcs, previously acquired, in substations or in a laboratory, making it possible to simulate in an experimental environment different circuit breakers, in different stages of degradation. In this way, it is possible to optimize the measurement scenarios, varying distances and positions of antennas and other elements, performing successive measurements to obtain the best measurement configuration.

Introdução

Desde a revolução industrial, quando a energia elétrica se mostrou um fator determinante para o desenvolvimento da humanidade, a demanda por esse tipo de energia tem aumentado gradualmente a cada ano diante do aumento populacional e do aumento de equipamentos e dispositivos conectados aos sistemas elétricos de potência [1]. Com esse aumento de demanda, os sistemas elétricos precisam se adequar e com isso também há uma maior necessidade de manutenções, pois o sistema é composto por diversos equipamentos, além dos condutores, para garantir o transporte confiável entre os centros geradores e as áreas consumidoras. Dentre estes equipamentos, pode-se citar os transformadores de potência, isoladores, para-raios, transformadores de instrumentos, chaves, disjuntores de alta tensão entre outros [2].

Os disjuntores são elementos essenciais para a operação dos sistemas elétricos de forma segura, pois precisam realizar a comutação de circuitos, abrindo ou fechando os seus contatos sempre que necessário. As manutenções preventivas destes disjuntores são atividades de complexidade operativa significativa, uma vez que, nos métodos tradicionais, é necessário interromper o sistema, e em alguns envolve a remoção e desmontagem dos equipamentos para diagnosticar seus estados de conservação. Estima-se que aproximadamente 45% das falhas em sistemas elétricos estão relacionadas com o estado de conservação dos disjuntores [3].

Para reduzir os impactos das manutenções dos disjuntores, formas de diagnósticos não invasivas têm sido cada vez mais exploradas. Nestas formas de manutenção não se faz necessária a remoção ou abertura dos disjuntores para a verificação do seu estado de conservação. Dentre as técnicas atualmente utilizadas, uma que se destaca é a análise radiométrica do estado de conservação dos disjuntores, pois faz uso sinais eletromagnéticos irradiados pelo disjuntor no momento da sua comutação de estados [4]–[6].

O fenômeno que possibilita essa análise é a formação do arco elétrico, que é um fenômeno físico transitório, que ocorre entre os terminais dos disjuntores quando eles estão em movimento de aproximação ou se afastamento. Na formação desse arco elétrico é irradiado um sinal eletromagnético com características de ignição, extinção, duração e amplitude. A partir da análise das características desse sinal é possível estimar o estado de conservação dos contatos dos disjuntores [7]–[9].

Um problema enfrentado por essa técnica radiométrica de análise de disjuntores está na preparação das configurações dos cenários de medições, pois antes de ir às subestações realizar os diagnósticos é necessário otimizar os componentes do conjunto de medições, como posicionamento de antenas, distanciamento, influência de outros elementos alheios ao cenário de medições. No entanto, para cada otimização é necessário um acionamento dos disjuntores, para assim poder verificar os parâmetros de medições necessários. No Brasil, o controle das subestações, e conseqüentemente os comandos de comutação dos disjuntores, são dados pelo operador nacional do sistema e assim sendo, não há domínio dos pesquisadores sobre o momento em que haverá a comutação dos disjuntores. Em laboratório é necessário ter os disjuntores conectados a altas tensões ou altas correntes, o que envolve riscos, e se mostra um cenário limitado, pois para realizar medições de disjuntores com diferentes meios de extinção é necessário ter diversos disjuntores e caracterizar contatos com diferentes estados de conservação.

Visando solucionar este problema, esta pesquisa apresenta uma nova metodologia, onde os sinais são gerados através de um gerador vetorial de sinais, utilizando dados previamente armazenados em medições anteriores em subestações ou laboratórios, utilizando diferentes pares de contatos, com diversos estados de conservação. Assim os pesquisadores terão

controle sobre o momento em que precisam que o sinal seja gerado e poderão analisar diferentes disjuntores, fazendo a mudança apenas do arquivo com o sinal carregado no gerador de sinais.

Este artigo está estruturado da seguinte forma: na segunda seção é apresentado um comparativo das técnicas tradicionais de diagnóstico de disjuntores e a técnica radiométrica; na terceira seção é apresentada a metodologia a ser implementada; na quarta seção são apresentados resultados preliminares da implementação da metodologia e por fim as considerações finais sobre a pesquisa.

Comparativo de técnicas de diagnóstico

Um dos equipamentos das subestações que estão sob constante supervisão e avaliação são os disjuntores de alta tensão. Como eles são os responsáveis pela segurança e proteção dos circuitos, precisam estar sempre em bom estado de funcionamento quando forem acionados. Nesse processo de manutenção, alguns métodos de diagnóstico foram desenvolvidos. A seguir serão brevemente apresentados alguns desses métodos e comparados ao método radiométrico.

Resistência estática de contato

Nessa forma de diagnóstico são feitas conexões aos terminais dos disjuntores, a fim de avaliar o fluxo de corrente entre os contatos, pois quando um par de contatos metálicos, mecanicamente independentes, é exposto a um fluxo de corrente elétrica, a resistência entre eles deverá ser a menor possível. Assim, nessa técnica são feitas quatro conexões ao disjuntor, aplicando-lhe uma corrente elétrica contínua a uma determinada tensão. Os contatos permanecem estáticos na posição fechado, depois é feita a aferição da queda de tensão no outro terminal, possibilitando a obtenção da resistência entre os contatos [10].

Resistência dinâmica de contato

Assim como ocorre na técnica da resistência estática de contato, os terminais são submetidos a um corrente contínua a uma determinada tensão. Quando os contatos do disjuntor estão fechados, a resistência tende a zero, e quando estão abertos tende a infinito, impedindo assim que haja fluxo de corrente entre os terminais. Essa técnica de medição é aplicada na abertura dos contatos, com a resistência seguindo de valores teóricos de zero a infinito. O processo inverso não é aplicado porque gera ruídos indesejados que acabam atrapalhando a medição [11]. Ao realizar a abertura dos contatos, os valores de tensão e corrente sofrerão alterações que serão registradas para posteriormente servirem de base para o cálculo da resistência dinâmica de contato, esses valores serão dispostos em um gráfico apresentando a curva de resistência, normalmente expressa em função do tempo de abertura ou da distância entre os contatos, possibilitando assim uma melhor análise do estado dos contatos do disjuntor. Mesmo em processo de afastamento ainda haverá fluxo de corrente devido à geração do arco elétrico. A figura 1 ilustra o leiaute de medições de RDC, utilizando um equipamento da marca Megger [12].

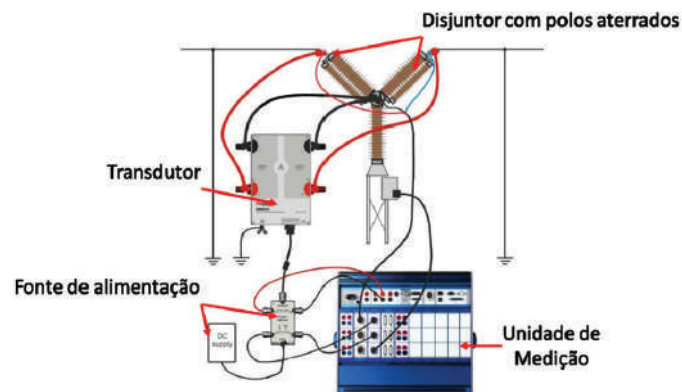


Figura 1. Exemplo de leiaute de medições de RDC em disjuntores de alta tensão. Fonte: [12].

A técnica radiométrica se mostra mais eficiente do que as técnicas de medição de resistência de contatos, tanto a estática como a dinâmica, porque utilizando radiometria não é necessário realizar conexões aos disjuntores, bastando apenas a captação do sinal radiométrico irradiado do disjuntor no momento de abertura.

Análise termográfica

No fluxo de correntes entre um par de contatos metálicos haverá uma resistência, mesmo que mínima, tendendo a zero, mas haverá, e essa resistência ocasionará a troca de energia elétrica em energia térmica, alterando assim a temperatura dos disjuntores. Quanto maior for a resistência entre os contatos, maior será o aumento dessa temperatura [13].

A termografia infravermelha é uma técnica de diagnóstico não invasiva que realiza a medição térmica do equipamento utilizando dispositivos optoeletrônicos, relacionando a radiação infravermelha com a temperatura superficial do equipamento [14].

A termografia infravermelha é uma forma de análise muito utilizada em ambiente industrial. Nesta técnica é feita a captação da radiação infravermelha do equipamento a uma determinada distância, identificando os níveis isotérmicos e determinando a temperatura do equipamento [15].

A figura 2 mostra um termovisor, equipamento utilizado para detectar padrões de calor no espectro do comprimento de onda infravermelho.

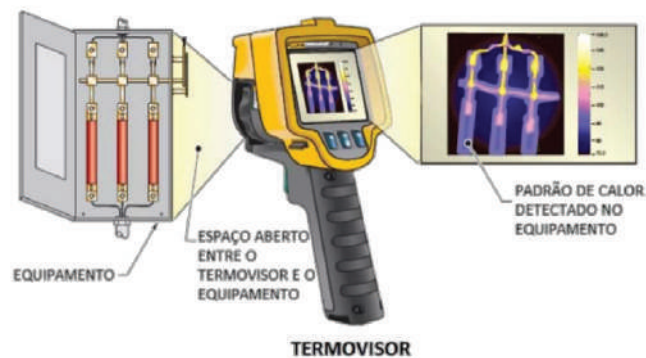


Figura 2. Imagem termográfica detectada através de termovisor. Fonte: [14].

Análise radiométrica

É uma técnica que tem se destacado recentemente, e ela se baseia na análise dos padrões dos sinais irradiados, na formação dos arcos elétricos, nas operações de abertura e fechamento dos contatos [16]–[18]. A vantagem desta técnica é a possibilidade de realizar a análise dos disjuntores em funcionamento, de forma não invasiva e sem a necessidade de remoção do aparelho. O que ainda tem se apresentado como fator limitador para essa técnica são os equipamentos necessários para a montagem do leiaute de medições para a aquisição dos sinais. Nos trabalhos mais recentes, encontrados na literatura, são utilizadas antenas ou acopladores magnéticos para a aquisição dos sinais radiométricos. Em seguida estes sinais são amostrados e discretizados para só então serem submetidos a um pós-processamento [4], [6], [19]–[22]. Na figura 3 é possível ver o leiaute de medições, com diferentes formas de aquisição do sinal. Em (a) é utilizado o acoplamento capacitivo, e em (b) é possível ver o leiaute de medições para a obtenção dos sinais irradiados pelo disjuntor utilizando uma antena acoplada ao osciloscópio.

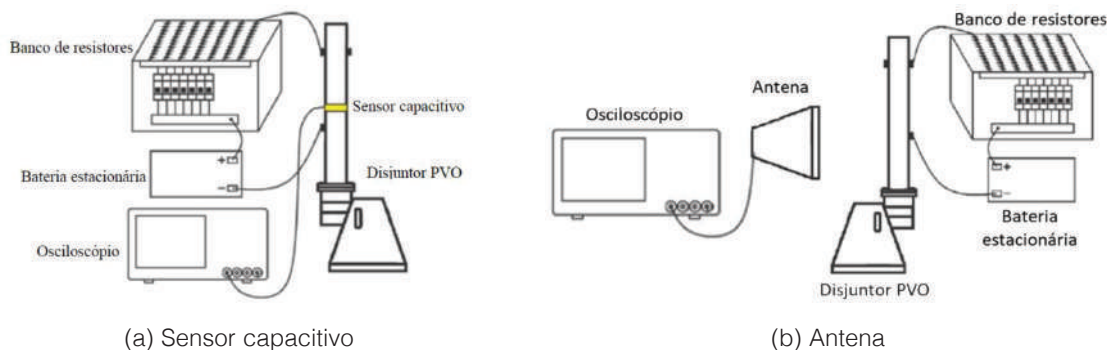


Figura 3. Esquema de leiaute de medições com diferentes formas de aquisição do sinal. Fonte: [4], [6].

Metodologia a ser implementada

Inicialmente foram coletados sinais previamente adquiridos em outras pesquisas. Em seguida foram feitas análises do sinal para compreender a sua composição, para só então reproduzir os sinais em laboratório com o auxílio do gerador de sinais.

Para a reprodução do sinal foi utilizado o leiaute descrito no diagrama da figura 4, contendo um computador, um gerador de sinais, um analisador vetorial e um osciloscópio digital.

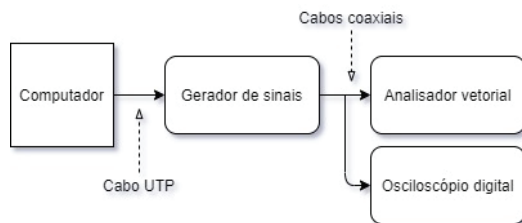
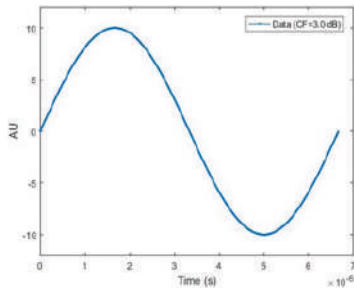
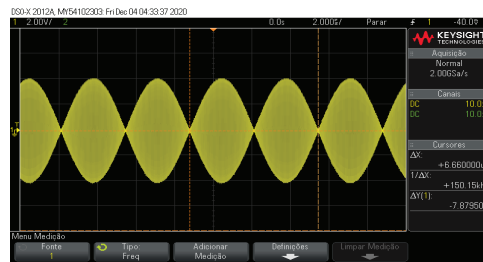


Figura 4. Diagrama de conexões do leiaute.

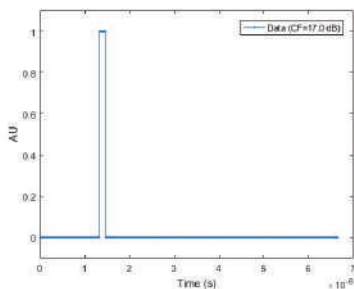
Inicialmente, para validar a geração dos sinais, foram realizadas gerações utilizando sinais periódicos simples e pulsos quadrados para avaliar o seu comportamento com o osciloscópio, como pode ser visto na figura 5. Os sinais gerados inicialmente foram uma senoide, um pulso quadrado e um trem de pulsos. Os sinais medidos foram coerentes com os sinais gerados no Matlab, e a forma dos sinais no Matlab se assemelhavam à envoltória dos sinais gerados.



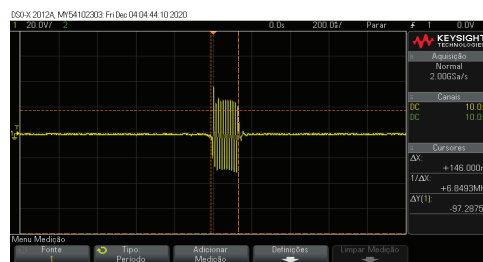
(a) Senoide no domínio do tempo



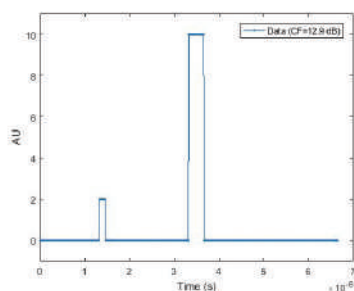
(b) Medição da senoide gerada



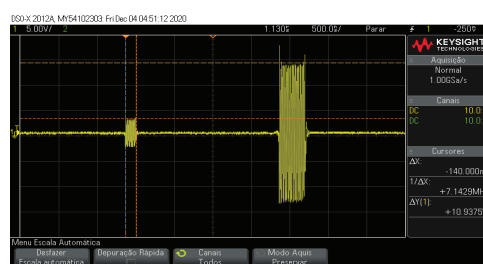
(c) Pulso quadrado no domínio do tempo



(d) Medição do pulso quadrado gerado



(e) Pulsos no domínio do tempo



(f) Medição dos pulsos gerados

Figura 5. Sinais criados no Matlab, gerados no gerador de sinais e medidos no osciloscópio.

Sendo assim, observou-se que ao modular o sinal de banda básica sobre a portadora, o resultado obtido no osciloscópio foi coerente com o sinal carregado. A figura 6 mostra o leiaute de medições utilizado para os testes iniciais da metodologia de geração e medição dos sinais, ainda sem a utilização de antenas para a transmissão e recepção dos sinais. Nesta etapa o que importa é a validação da técnica implementada.

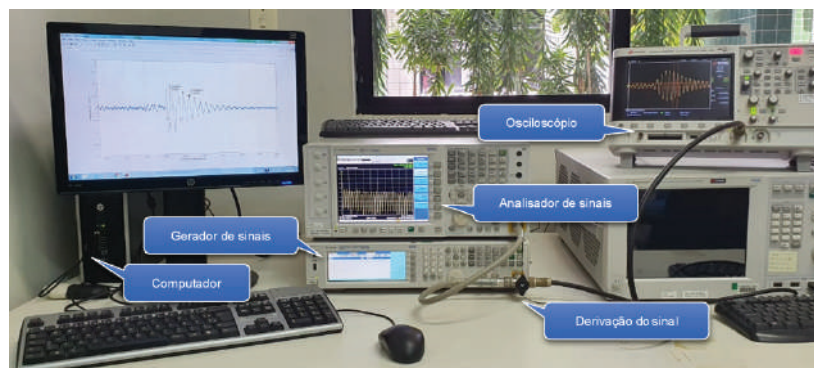


Figura 6. Leiaute de geração e medição de sinais.

Posteriormente foi montado o leiaute utilizando antenas para a transmissão e recepção do sinal, ao mesmo tempo que foi utilizada uma derivação para enviar o sinal para o osciloscópio também através do cabo, para que fosse possível a comparação dos resultados de medição, como pode ser visto na figura 7.

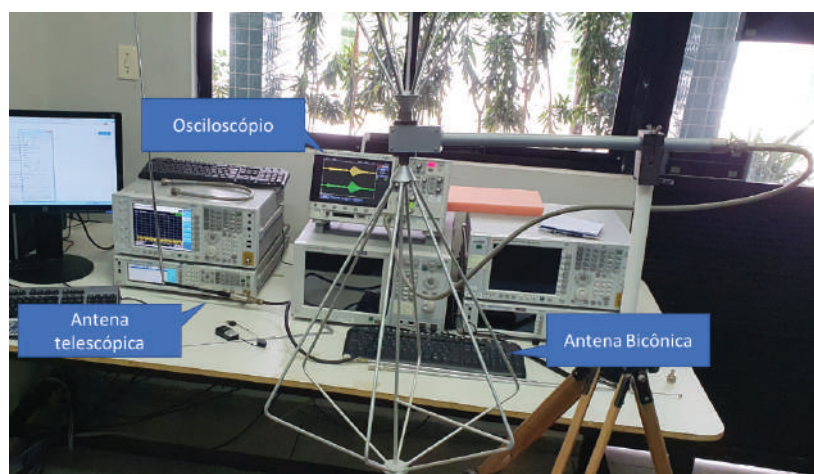


Figura 7 - Leiaute de geração e medição de sinais utilizando antenas.

Resultados preliminares

Após a validação da técnica de geração e medição dos sinais, outros sinais previamente adquiridos de disjuntores em laboratório foram utilizados para a geração e medição. Os sinais foram medidos tanto por antenas como pela transmissão do gerador ao osciloscópio através de cabos, na comparação dos sinais pode ser comprovado que há muita similaridade, como pode ser visto na figura 8.

Também foi feita a comparação do sinal recebido no osciloscópio com o sinal previamente armazenado, e verificou-se que as informações necessárias ao diagnóstico dos disjuntores estavam presentes no sinal gerado e que o mesmo era muito similar ao sinal previamente armazenado, como pode ser visto na comparação da figura 9 com a figura 10.



Figura 8 - Comparação de sinais recebidos no osciloscópio.

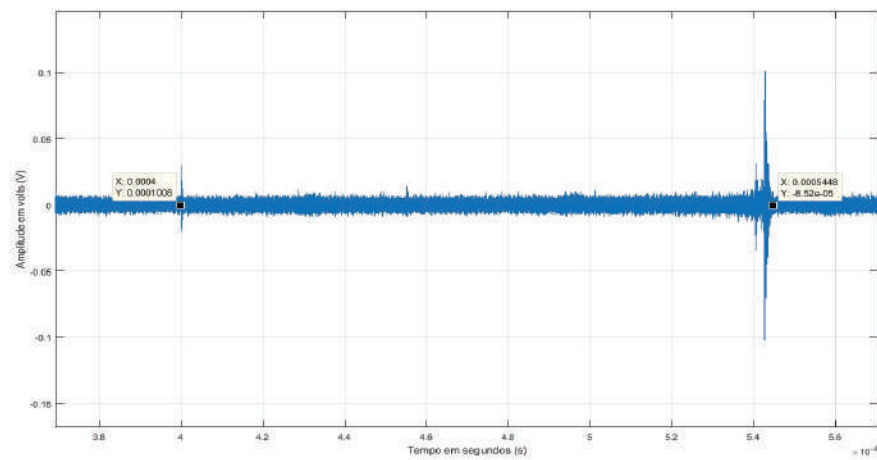


Figura 9. Sinal do arco elétrico armazenado.

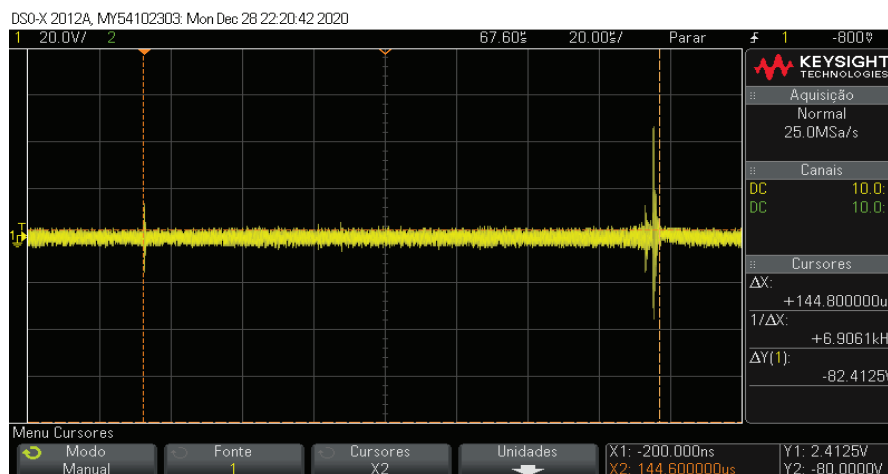


Figura 10. Sinal do arco elétrico gerado.

Ao realizar uma comparação mais aproximada dos sinais é possível ver a similaridade deles, como pode ser visto na figura 11 e na figura 12. Eles não serão idênticos, mas carregam as mesmas informações de ignição, extinção e duração do arco elétrico, que são os parâmetros necessários à análise do estado de conservação dos contatos dos disjuntores.

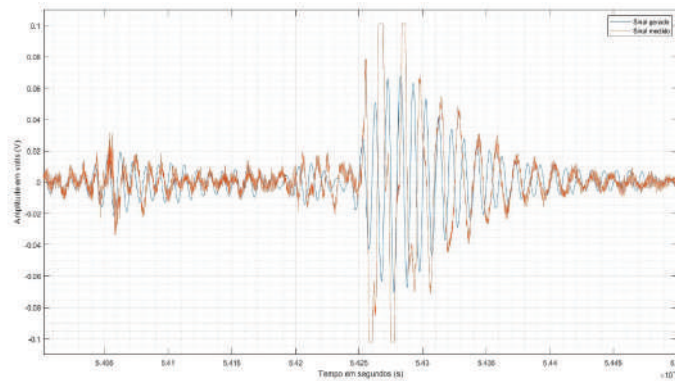


Figura 11. Comparação da região de ignição do arco elétrico.

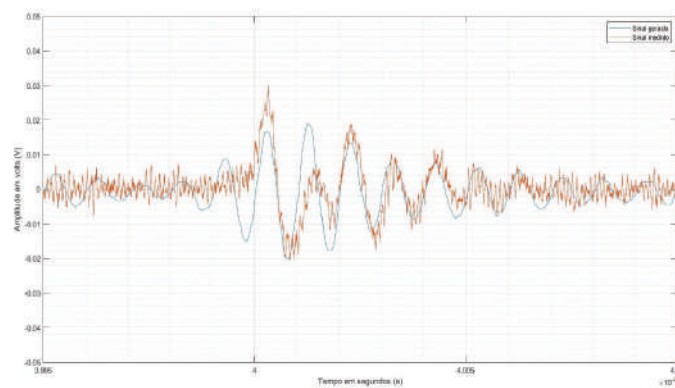


Figura 12. Comparação da região de extinção do arco elétrico.

Considerações finais

A metodologia proposta se mostra muito promissora para o auxílio dos pesquisadores na preparação dos leiautes de medições, pois foi possível verificar nos ensaios realizados que é viável reproduzir uma grande gama de sinais com fidelidade ao sinal original. Sendo assim, os comportamentos dos arcos elétricos em diferentes tipos de disjuntores poderão ser reproduzidos em laboratório, sem a necessidade de possuir diversos disjuntores.

A metodologia ainda requer avaliações para estabelecer os seus limites de aplicação, mas os indicadores são bastante promissores, pois cenários mais simples já podem ser reproduzidos.

Referências

- [1] J. Goldemberg and O. Lucon, *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*, 3ª Edição. São Paulo: EDUSP, 2012.
- [2] J. D. MacDonald, *Electric Power Substations Engineering*, Third Edit. Boca Raton: CRC Press, 2016.

- [3] U. Katschinski, W. Olszewski, and T. Schaeffler, "A new generation of control and diagnostic techniques for gas insulated switchgear," in *Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No.98EX137)*, 1998, vol. 2, pp. 607–612, doi: 10.1109/EMPD.1998.702756.
- [4] A. C. de Oliveira, "Método de monitoramento radiométrico para disjuntores de alta tensão," Universidade Federal de Campina Grande, 2019.
- [5] A. C. de Oliveira, E. G. da Costa, A. J. R. Serres, H. F. dos S. Sousa, T. V. Ferreira, and H. N. de Santana, "Radiometric Monitoring Technique for High-Voltage Circuit Breakers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 34, no. 4, pp. 1656–1665, Aug. 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2917380.
- [6] H. F. dos S. Sousa, "Desenvolvimento de técnica de detecção otimizada de sinais do arco elétrico para o monitoramento de disjuntores de alta tensão," Universidade Federal de Campina Grande, 2018.
- [7] M. Chapman, "Radio-frequency-based determination of arcing duration in HVAC circuit breakers," in *18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005)*, 2005, vol. 2005, pp. v1-88-v1-88, doi: 10.1049/cp:20050964.
- [8] G. Kuhlmann *et al.*, "An analysis of the performance of power circuit breakers using the modelling of electric arc and a radiometric system," in *2017 International Symposium on Electromagnetic Compatibility - EMC EUROPE*, Sep. 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/EMCEurope.2017.8094713.
- [9] R. M. Harris, X. Hu, M. D. Judd, and P. J. Moore, "Detection and location of arcing faults in distribution networks using a non-contact approach," in *2012 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Jun. 2012, pp. 583–586, doi: 10.1109/IPMHVC.2012.6518811.
- [10] Megger, "Contact resistance test sets," 2020. <https://megger.com/products/circuit-breaker-test-equipment/contact-resistance-test-sets> (accessed Feb. 13, 2020).
- [11] M. Landry *et al.*, "A New Measurement Method of the Dynamic Contact Resistance of HV Circuit Breakers," in *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006, pp. 1–8, doi: 10.1109/TDCLA.2006.311501.
- [12] Megger, "SDRM202 - Static/Dynamic Resistance Measurement Accessory for TM1800/TM1700/EGIL," 2020. https://embed.widencdn.net/pdf/plus/megger/ouldce5uib/SDRM201_DS_en.pdf (accessed Feb. 03, 2020).
- [13] H. C. V. Ness, *Understanding Thermodynamics*. New York: McGraw-Hill, 1983.
- [14] Fluke, *Introduction to Thermography - Principles*. American Technical Publishers, 2009.
- [15] A. P. Gebran, *Manutenção e Operação de Equipamentos de Subestações: Série Tekne*. Bookman Editora, 2014.
- [16] J. Lopez-Roldan *et al.*, "Development of non-intrusive monitoring for reactive switching of high voltage circuit breaker," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 219–228, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.03.048.
- [17] T. I. A. H. Mustafa *et al.*, "An analysis of the performance of power circuit breakers using a non-invasive system," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, May 2016, pp. 1–4, doi: 10.1109/TDC.2016.7519976.
- [18] P. H. V. Rocha, E. G. Costa, A. R. Serres, G. V. R. Xavier, J. E. B. Peixoto, and R. L. Lins, "Inspection in overhead insulators through the analysis of the irradiated RF spectrum," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, pp. 355–361, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.060.
- [19] H. Ahmad and T. S. Kiong, "Trip Coil Signature Measurement and Analysis Techniques for Circuit Breaker," in *2016 7th International Conference on Intelligent Systems, Modelling and Simulation (ISMS)*, Jan. 2016, pp. 261–267, doi: 10.1109/ISMS.2016.28.
- [20] M. Landry, O. Turcotte, and F. Brikci, "A Complete Strategy for Conducting Dynamic Contact Resistance Measurements on HV Circuit Breakers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 710–716, Apr. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2008.917694.
- [21] S. D. Meier, P. J. Moore, and P. F. Coventry, "Radiometric Timing of High-Voltage Circuit-Breaker Opening Operations," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1411–1417, Jul. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2106225.
- [22] T. I. Mustafa *et al.*, "An analysis of the performance of 245 KV circuit breakers applying the radiometric monitoring and the wavelet transform," in *2014 International Symposium on Electromagnetic Compatibility*, Sep. 2014, pp. 1058–1062, doi: 10.1109/EMCEurope.2014.6931059.