Online Strategy for Contact Fault Diagnosis in Power Transformers

Lucas Puntano, Gustavo G. Leal H., Matias Meira, Cristian Ruschetti, and Carlos Verucchi

***Abstract*—Power transformers are critical elements of the electrical transmission infrastructure. The detection of incipient faults is essential to avoid unplanned outages. Since the On-Load Tap-Changer is the only movable part, it is a major source of faults. This paper presents a strategy for contact fault diagnosis based on the monitoring of transformer electrical variables. Primary currents and voltage differences between the primary and secondary windings are analyzed to detect contact faults. It is hypothesized that these fault modes modify the transformer's series parameters, resulting in an unbalanced voltage drop between phases. Based on these imbalances, indicators are developed to quantify and locate the faults.**

Link to graphical and video abstracts, and to code:
https://latamt.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/10772

***Index Terms*—Electrical variables, fault, online diagnosis, power transformer**

I. Introducción

LOS transformadores de potencia (PT, por sus siglas en inglés) desempeñan un papel vital en la transmisión y distribución de energía eléctrica. La operación segura y confiable de estos equipos es esencial para garantizar la continuidad del servicio eléctrico, como así también para evitar los costos asociados a la reparación y reemplazo del equipo frente a una falla imprevista. Las estadísticas muestran que aproximadamente un 11% de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia se deben a fallas en los PT [1]. Por este motivo, para evitar los periodos de inactividad asociados a estas fallas, resulta fundamental detectar precozmente posibles fallos en PT. La literatura ofrece distintos métodos y su aplicación para la detección de las diferentes fallas que puedan ocurrir en los PT [2]–[4].

Al analizar el espectro de fallas ocurrentes en el PT, se observa que una gran parte está relacionada con la impedancia serie del sistema. Dentro de estas fallas se incluyen terminales sueltos, soldaduras de conexiones, bobinados en mal estado y problemas de contacto en el conmutador (bajo carga, OLTC o fuera de carga, DETC) o aisladores. En el caso de los OLTC se pueden generar fallas como contactos quemados (cocking), picado (pitting) y problemas en los resortes que presionan los contactos. Todas estas fallas introducen resistencia de contacto al sistema provocando puntos calientes y arcos eléctricos durante la conmutación del OLTC, que pueden evolucionar hacia la falla catastrófica.

Como se observa en la Fig. 1a para una flota de 675 PT, aproximadamente un 40% de las fallas ocurren en los bobinados, un 27% en el OLTC y un 7% en los terminales [2], [5]. Tanto las fallas en los terminales como muchas de las fallas del conmutador modifican la resistencia serie del sistema, introduciendo resistencia de contacto adicional. En la Fig. 1b se observa que al analizar una flota de PT en donde todos cuentan con OLTC, la estadística de falla sobre este componente se eleva hasta un 31%. Dado el elevado número de fallas en el OLTC, resulta fundamental la detección temprana de anomalías en este componente.

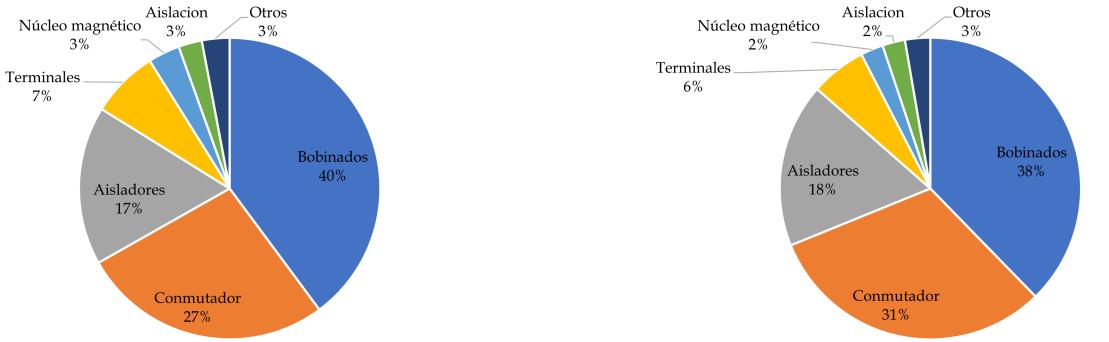
Actualmente, existen diversos métodos ampliamente utilizados para su diagnóstico, entre los que se incluyen la medición de resistencia estática y dinámica, el análisis de gases disueltos (DGA), el análisis vibro acústico, el análisis de corriente o torque del motor que acciona el OLTC y la termografía [6], [7]. La medición de resistencia se realiza con el equipo desenergizado (*offline*), lo que puede generar inconvenientes en términos de tiempos de inactividad y planificación, especialmente en sistemas críticos donde la operación continua es esencial. Los demás métodos mencionados, si bien permiten su aplicación en línea (*online*), requieren equipos o dispositivos adicionales para su implementación, lo que incrementa los costos de inversión y operación. A su vez, en el caso particular del análisis termográfico, ademas de requerirse un equipo especializado, se dificulta su aplicación si el modelo de OLTC no cuenta con compartimiento separado de la cuba del transformador.

En la literatura se encuentran antecedentes sobre el diagnóstico de fallas mediante el análisis de variables eléctricas. Uno de estos métodos consiste en la construcción de diagramas $\triangle V - I$ [8]–[10]. Sin embargo, este método se basa en la interpretación gráfica de la elipse generada, y su comparación con estados previos, siendo utilizada principalmente para la detección de deformaciones en bobinados.

En [11] se propone un monitoreo *online* de la relación de transformación, impedancia de cortocircuito y pérdidas de potencia, empleando un método basado en regresión para la estimación de dichas variables. Específicamente, un cambio en la impedancia del bobinado indicaría problemas de contactos y/o deformaciones. Sin embargo, el estudio no presenta casos concretos de detección y diagnóstico de fallas, sino que analiza el comportamiento del monitoreo *online* del PT. Para la obtención de la impedancia de cortocircuito, se miden las tensiones y corrientes en ambos lados del PT, considerando el efecto de la corriente de excitación.

The associate editor coordinating the review of this manuscript and approving it for publication was Diego Rivelino Espinoza Trejo (*Corresponding author: Lucas Puntano).*

Lucas Puntano, G. Leal, M. Meira, C. Ruschetti, and C. Verucchi, are with National University of the Center of the Province of Buenos Aires, Olavarría, Argentina (e-mails: lucas.puntano@fio.unicen.edu.ar, gustavo.leal@fio.unicen.edu.ar, matias.meira@fio.unicen.edu.ar, cruschet@fio.unicen.edu.ar, and verucchi@fio.unicen.edu.ar).



(a) Localización de fallas en base a 675 fallas mayores para $U \geq 100\ kV$ (adaptado de [1]).

(b) Localización de fallas en base a 536 fallas mayores en PT con OLTC para $U \geq 100\ kV$ (adaptado de [1]).

Fig. 1. Estadísticas de ubicación de fallas en transformadores de potencia

En [12] se resalta la importancia de la transición de los métodos de diagnóstico *offline* a *online*. El estudio se centra en el diagnóstico de deformaciones en bobinados de transformadores utilizando métodos avanzados basados en el análisis de señales. Entre estos métodos se incluyen la medición de vibraciones, la inyección de señales de alta frecuencia, el ultrasonido, la medición de impedancia de cortocircuito y la evaluación de la función de transferencia en el dominio del tiempo (*Low Voltage Impulse* - LVI) o de la frecuencia (*Frequency Response Analysis* - FRA). A partir de un caso de estudio presentado, se ha demostrado que el FRA tiene una mayor capacidad para el diagnóstico de deformaciones en los bobinados de transformadores en comparación con la medición de impedancia de cortocircuito. No obstante, se recomienda realizar estudios más detallados para abordar las dificultades asociadas con la sustitución de los métodos *offline* por aplicaciones *online*. En este sentido, se propone la medición de impedancia de cortocircuito (asociado a reactancia de dispersión) como un método avanzado y económicamente viable para el diagnóstico de deformaciones en los bobinados.

En [13] se presenta un método para la extracción de parámetros en transformadores monofásicos, de forma *online*. A partir de casos de simulación la metodología muestra ser suficientemente precisa para detectar variaciones mínimas en el valor de los parámetros, independientemente de las condiciones de carga y de las señales de entrada.

En [14] se presenta un método basado en algoritmos con ecuaciones diferenciales (*Differential Equation Algorithm* - DEA-) para la obtención de los parámetros del circuito equivalente de un transformador monofásico. La ventaja de esta metodología radica en que con tres muestras consecutivas de tensiones y corrientes es suficiente para la estimación de los parámetros.

En [15] se propone un método alternativo para determinar la resistencia del bobinado a partir de la medición de la potencia. Hasta el momento, este método solo es aplicable para la condición de vacío.

En [16] se propone un método para la identificación de resistencias de bobinado y las reactancias de dispersión, basado en la técnica de mínimos cuadrados sobre una descomposición ortogonal. Aunque esta metodología proporciona una base sólida para la identificación de parámetros y muestra potencial para su aplicación práctica, no se han reportado casos de implementación en campo.

A partir de lo expuesto, se observa que existen diversas investigaciones enfocadas en la obtención *online* de parámetros que permitan indicar condiciones de anomalías. Sin embargo, estas no han sido aplicadas específicamente a la detección de fallas en OLTCs, o bien no se han presentado casos prácticos de falla. A su vez, varias metodologías están planteadas para transformadores monofásicos, quedando pendiente su adaptación a PT trifásicos.

En [17] se presenta un método para la estimación del parámetro serie del transformador y un indicador para el diagnóstico de fallas de contacto. El trabajo se limita a la presentación gráfica del indicador y su comportamiento para un número limitado de condiciones de operación del transformador. En este trabajo se parte de las bases propuestas en dicho trabajo, realizando un análisis diferenciado del módulo y fase del indicador, compensando la condición base del transformador, el efecto térmico y analizando el comportamiento bajo distintos estados de factor de carga y factor de potencia. Debido al uso de las variables del transformador, esta y todas las técnicas basadas en las variables eléctricas del transformador, tienen la desventaja de no poder diferenciar fallas del sistema de medición de fallas del transformador. Esta estrategia es validada mediante la implementación experimental en un transformador trifásico de laboratorio de $5\ kVA$. El objetivo es proponer un método de fácil interpretación que permita la detección y el diagnóstico temprano de fallas, proporcionando información sobre la severidad y ubicación de las mismas, permitiendo el monitoreo continuo del equipo entre pruebas periódicas *offline*. Esta estrategia cuenta con la ventaja de ser de implementación *online* y de necesitar solo las variables eléctricas del equipo, usualmente disponibles en campo.

II. Descripción de la Estrategia

La estrategia presentada tiene como objetivo la detección de fallas de contacto en estado incipiente. Para ello se calculan

indicadores relacionados con la impedancia serie, a partir de las variables eléctricas del sistema. En la Fig. 2 se muestra el esquema de medición para la implementación de la estrategia, donde Vg es la tensión de alimentación, I_1 y V_1 son la corriente y tensión primaria y I_2 y V_2 son la corriente y tensión secundaria. Se observa el transformador con sus accesorios, junto con la medición de tensiones y corrientes en ambos lados del PT. Analizando este esquema se puede concluir que, de manera análoga a una protección diferencial, la estrategia tiene capacidad de diagnóstico para todos los elementos ubicados entre los puntos de medición [18].

La Fig. 3 muestra el circuito equivalente del transformador para una fase. Se observan las variables involucradas para el cálculo y los parámetros del circuito, donde R_1 y X_{d1} son la resistencia y reactancia de dispersión del lado primario respectivamente, R_2' y X_{d2}' son la resistencia y reactancia de dispersión del lado secundario referidas al primario. Adicionalmente, G y B representan la conductancia y susceptancia de la rama magnetizante.

Una primera aproximación resulta del monitoreo de las tensiones diferenciales $\triangle V$ como $V_1(t) - V_2'(t)$. Esto permite evaluar el comportamiento de la rama serie de forma simple, al representar la caída de tensión sobre la impedancia equivalente. La principal limitación de esta aproximación radica en su falta de robustez frente a variaciones de carga y desbalances.

Una segunda aproximación, de mayor complejidad, resultaría del monitoreo de las impedancias en forma directa. Para ello se requiere, ademas de la medición de tensiones, la medición de corrientes. Con estas variables se procede al cálculo de una impedancia serie equivalente Z_e para cada fase de acuerdo con:

$$Z_e = \frac{|\triangle V|}{I_1}. \tag{1}$$

Esta propuesta, de mayor complejidad, proporciona mayor robustez frente a variaciones de carga y desbalances producto de la incorporación de la corriente, la cual generalmente está disponible. Sin embargo, es necesario considerar el error metodológico en el cálculo de Z_e, ya que no se tienen en cuenta la corriente de vacío ni la tensión inducida. Al calcular impedancia serie real del sistema como

$$\boldsymbol{Z} = \frac{(\dot{V}_1 - \dot{E})}{\dot{I}_1} + \frac{(\dot{E} - \dot{V}_2')}{\dot{I}_2'} = \boldsymbol{Z}_1 + \boldsymbol{Z}_2' \tag{2}$$

se observa como difiere de la Z_e calculada. A partir de estas expresiones, es posible determinar el error metodológico, como:

$$\triangle Z = Z_2' * \frac{-I_0}{\dot{I}_1} \tag{3}$$

donde I_0 representa la corriente de vacío y E la tensión inducida.

Asimismo, la medición indirecta de la impedancia provoca una propagación de errores de instrumental

$$e_z = \pm\left(\frac{e_v}{I} + \frac{e_I \triangle V}{I^2}\right), \tag{4}$$

donde e_v es el error en la medición de tensión y e_I el error en la medición de corriente.

Para compensar estos errores se propone el uso de indicadores calculados de acuerdo con

$$\boldsymbol{\mu_z} = Z_a e^{j0} + Z_b e^{-j2/3\pi} + Z_c e^{j2/3\pi} \tag{5}$$

donde, para cada caso, se asocia el parámetro calculado según (1) a su fase correspondiente al asignarle un ángulo (0 para la fase a, $-2/3\pi$ para la fase b y $2/3\pi$ para la fase c). De esta forma, el módulo indica la severidad de la falla y el ángulo identifica la fase afectada. nótese que la asignación de ángulos en las impedancias permite el trabajo previo solo con módulos, manteniendo la notación fasorial únicamente para la impedancia compleja real $\boldsymbol{Z}$ en (2), donde los fasores se representan con puntos sobre las variables, y los números complejos se expresan en negrita.

El uso de este indicador permite eliminar las componentes que presenten el mismo valor para las tres fases, como el error calculado en (3), y reducir el error máximo calculado en (4) de $3e_z$ a $2e_z$ mediante la suma fasorial de elementos desfasados $2/3\pi$. Esta implementación presenta ventajas adicionales como:

a) Compensación de efectos debido a la variación de resistencia por temperatura, lo cual impacta de la misma forma a las tres fases de un PT trifásico.
b) Robustez frente a la posición del OLTC, que modifica la impedancia al conectar o desconectar parte del bobinado [19].
c) La condición de vacío es de utilidad para obtener información adicional sobre la ubicación de la falla. Como se observa en (1), para el cálculo se utiliza la corriente I_1, por lo que puede concluirse que:
   - *Si la falla está del lado primario, la corriente de vacío circulará por la falla provocando una caída de potencial que modificará el indicador.*
   - *Si la falla se ubica en el lado secundario, la corriente no circulará por la falla, con lo cual no se produce la detección.*

   Esto implica que, si se detecta una falla tanto con el PT en carga como en condición de vacío, su origen se encuentra en el primario. En cambio, si la falla se detecta en carga, pero no en vacío, se encuentra en el lado secundario.

III. Desarrollo Experimental

A. Aplicación de la Estrategia

Para la implementación de la estrategia se dispone de un banco de ensayos compuesto por un transformador trifásico de $5\ kVA$ con relación $380/220\ V$ en conexión estrella-estrella. La Tabla I resume las características de las bobinas del transformador. Para la medición se utilizan sondas de tensión con error asociado de $\pm(1\% + 0.5V)$ y pinzas de corriente con error total de $\pm(3\% + 0,05A)$, registrando las señales a través de una placa de adquisición de datos conectada a una PC. Debido a la diferencia de potencial entre los bobinados primario y secundario, es necesario realizar una corrección en función a la relación de transformación, para referir las

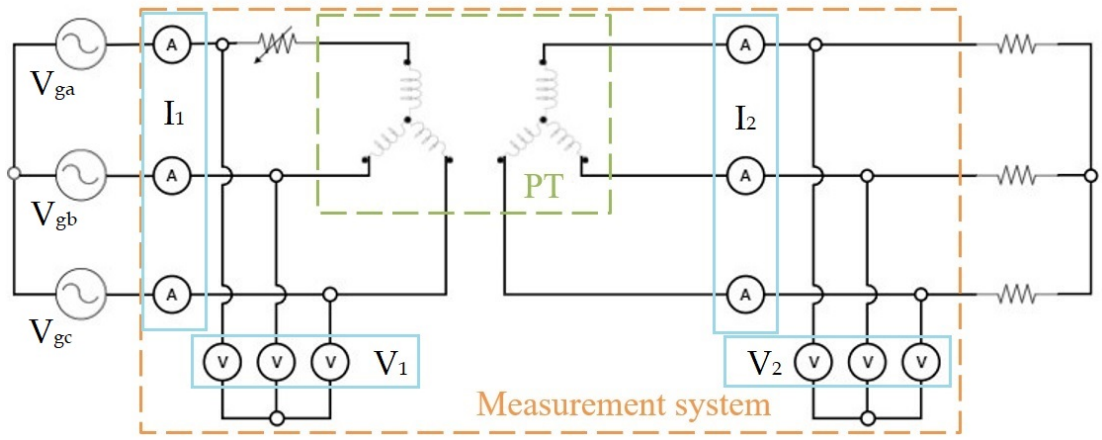


Fig. 2. Esquema de medición sobre el conjunto PT+OLTC con resistencia de falla.

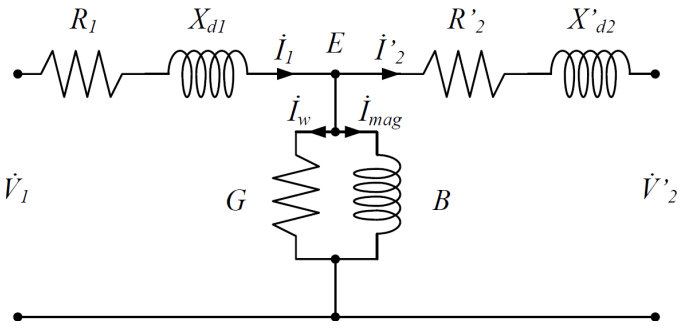


Fig. 3. Circuito equivalente simplificado del transformador monofásico.

variables al lado primario. En un caso más general, donde el grupo de conexión aporte diferencias de potencial y de fase, ambos valores deberán ser corregidos por *software* o de forma analógica mediante transformadores de medición, equivalente a la protección diferencial.

Sobre este banco se emulan fallas de contactos de distinta severidad en las tres fases de forma individual, mediante la incorporación de resistores dispuestos en serie con los bobinados. Estos resistores representan la característica resistiva típica de la falla en contactos del OLTC, la cual se observa como un aumento de la resistencia de contacto debido a depósitos de carbón o picado de las superficies. En cada caso se analiza el efecto que tiene sobre la estrategia la variación del factor de carga y factor de potencia. Para esto se cuenta con una carga variable compuesta por un banco trifásico de resistencias y un motor sincrónico con campo variable, capaz de modificar el factor de carga y factor de potencia del grupo. La Tabla II resume los distintos casos analizados, que serán replicados en cada fase del transformador, donde el factor de potencia se varía de 0.8 inductivo a 1, con pasos de 0.05, el factor de carga de varía del 50% hasta carga nominal, con pasos del 10% y la severidad de falla se presenta como una resistencia adicional en pu, referida a la resistencia del bobinado primario.

Por cuestiones constructivas, existen variaciones en la impedancia serie de cualquier transformador. Por ejemplo,

TABLA I
TRANSFORMADOR: CARACTERÍSTICAS DE SUS BOBINAS INDIVIDUALES

Variables	*Primario*	*Secundario*
Potencia [kVA]	5	
n° espiras[(a)]	430	250
Resistencia [Ω]	1.62	0.54
Reactancia [Ω]	1.43	0.48

[(a)] Nótese que, al acceder a las bobinas individuales, es posible obtener diferentes grupos de conexión y relaciones de transformación.

TABLA II
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: CASOS

Casos	*Severidad de falla (pu)*	*Factor de potencia*	*Factor de carga*
Sin falla	-	0.8 - 1	50% - 100%
Caso 1	0.1	0.8 - 1	50% - 100%
Caso 2	0.2	0.8 - 1	50% - 100%
Caso 3	0.3	0.8 - 1	50% - 100%
Caso 4	0.4	0.8 - 1	50% - 100%

una variación menor al 3% es considerada normal a la hora de interpretar ensayos de impedancia de cortocircuito [20]. Teniendo esto en cuenta, se realiza una corrección sobre los resultados obtenidos, a fin de eliminar estas diferencias. Para esto se toma como base un valor promedio $\boldsymbol{\mu_p}$ obtenido según

$$|\boldsymbol{\mu_p}| = \frac{\sum |\boldsymbol{\mu_z}|}{n} \quad ; \quad \angle\boldsymbol{\mu_p} = \frac{\sum \angle\boldsymbol{\mu_z}}{n} \tag{6}$$

que corresponde a los casos sin falla de la Tabla II, donde n es el número de muestras n. Luego de corregir el indicador con la condición base, se realiza una normalización del mismo con la impedancia de una fase como referencia. Para esto, se desplazan también los valores Z_a, Z_b *y* Z_c según μ_p. Posteriormente se toma el menor valor de la terna como base, considerando que el menor valor implica estado libre de falla en esa fase, y se realiza la normalización dividiendo por la menor impedancia obteniendo un nuevo indicador $\boldsymbol{\mu_z}'$ según

$$\boldsymbol{\mu_z}' = \frac{\boldsymbol{\mu_z} - \boldsymbol{\mu_p}}{Z_{min}} \tag{7}$$

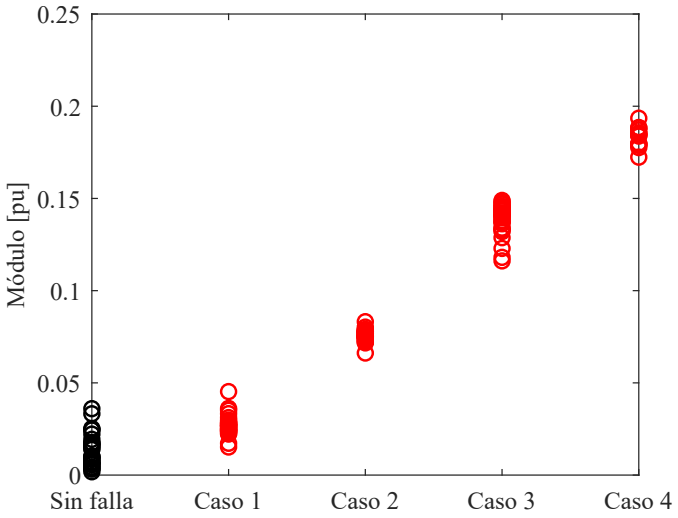
donde Z_{min} es el mínimo valor entre las impedancias desplazadas.

El resultado de esta corrección es un desplazamiento, que ubica al módulo del estado libre de falla en el origen conservando la forma y la dispersión del indicador original, al mismo tiempo que se realiza una normalización que compensa el efecto térmico sobre las resistencias. Esto resulta de interés para observar un valor absoluto siempre creciente en función de la severidad de la falla. Cabe destacar que el valor $\boldsymbol{\mu_p}$ es propio de cada equipo, con lo cual para llevar a cabo la corrección se requiere una etapa inicial de base para obtener dicho valor. Es recomendable repetir este proceso después de realizar reparaciones sobre el equipo, ya que puede modificar las condiciones de trabajo del transformador y, por lo tanto, el punto de operación del indicador.

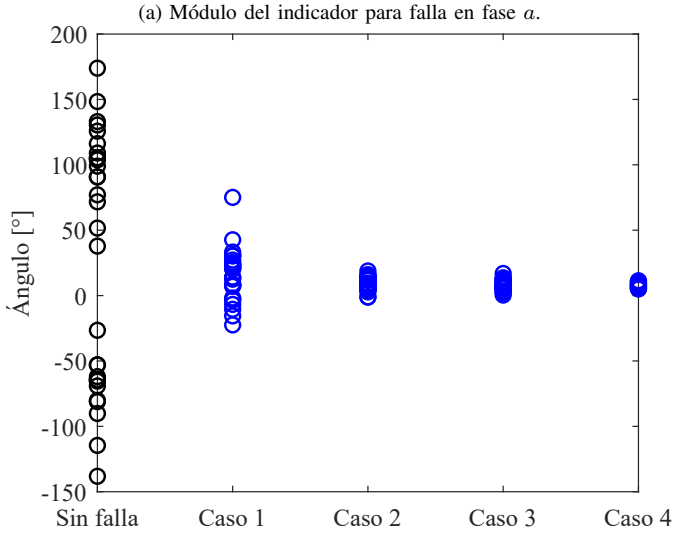
B. Resultados

La aplicación de la estrategia resulta en el indicador presentado $\boldsymbol{\mu_z}'$. Por sus características, da lugar a dos gráficas por cada caso, correspondientes al módulo y al ángulo. La Fig. 4 muestra el comportamiento del para una falla en la fase a. Puede verse que el módulo del indicador aumenta proporcionalmente con la severidad de la falla, mientras que el ángulo se acerca a los $0°$ a medida que la falla aumenta, evidenciando así su ubicación. La Fig. 5 muestra los resultados de replicar el ensayo en la fase b. Equivalente al caso anterior, se observa que el modulo aumenta con la severidad de la falla, mientras que el ángulo se orienta a los $-120°$.

Finalmente, la Fig. 6 muestra los resultados para la fase c. En este caso se observa que el ángulo se establece en $120°$. Se observa que mientras que el estado libre de falla coincide para todos los casos. La falla difiere cuando se analizan las distintas fases, estimándose la severidad de falla a partir del módulo y la ubicación observando el ángulo. Mientras que en la fase b la falla se distingue fácilmente observando el módulo, en las fallas a y c existe solapamiento entre el caso sano y la falla de 0.1 pu. Esto se resuelve al observar el ángulo del indicador, que se orienta a la fase correspondiente indicando la falla. Mientras que en el caso libre de falla se espera que el ángulo oscile, al tener módulo cercano a cero.



(a) Módulo del indicador para falla en fase a.



(b) Ángulo del indicador para falla en fase a.

Fig. 4. Análisis de casos de falla para la fase a.

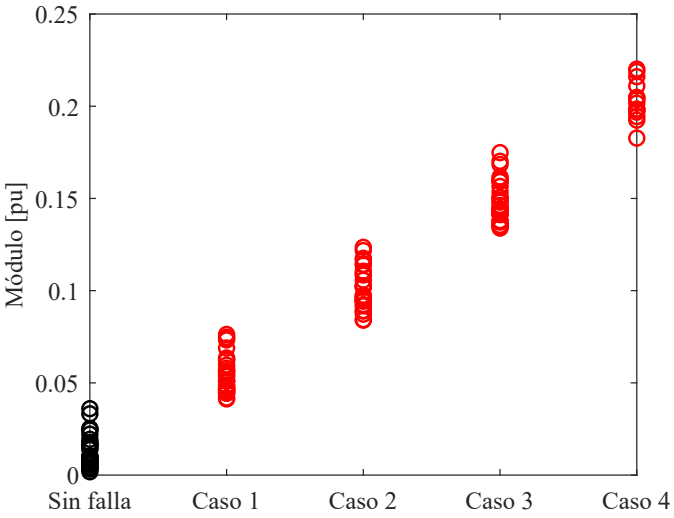
IV. Discusión

Las estadísticas de fallas indican que el OLTC, junto con los *bushings*, son los accesorios que más contribuyen a las fallas en PT. Si bien existen técnicas *offline* para su diagnóstico, resulta altamente relevante desarrollar nuevas metodologías que permitan monitorear la condición de los contactos en tiempo real. Esto resulta aún más crítico en transformadores que operan en sistemas donde es necesario modificar los niveles de tensión de forma recurrente (por ejemplo, varias veces al día) y donde las potencias de cortocircuito son elevadas cuando el transformador está expuesto a fallas pasantes.

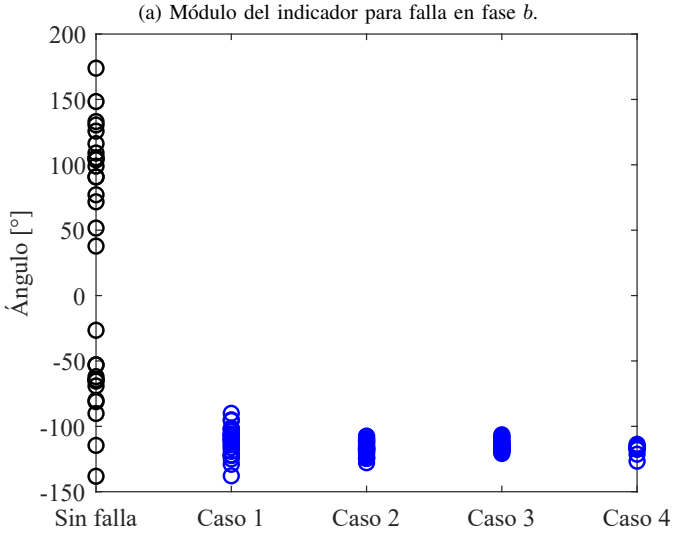
En este trabajo se presentó una estrategia para la detección y diagnóstico de fallas de contacto en PT. La propuesta fue validada mediante su implementación experimental en un transformador de laboratorio, intercalando resistencias para emular las distintas fallas. En base a los resultados obtenidos se analiza que:

- El indicador propuesto $\boldsymbol{\mu_z}$ es sensible a fallas de contacto, permitiendo la detección y el diagnóstico de fallas incipientes a partir de 0.1 pu.
- Es necesario observar tanto el módulo como el ángulo del indicador para detectar la falla, el ángulo no solo proporciona información respecto a la ubicación de la falla sino que además permite la detección de fallas incipientes en donde el módulo presenta solapamiento con el estado sano, como se observa en la Fig. 4 y Fig. 6.
- Se observa dispersión en los datos tanto para módulo como ángulo. Esta dispersión se atribuye a los errores de medición y método presentados, los cuales están ligados a la magnitud medida, provocando las variaciones observadas con el factor de carga.

Estos resultados confirman la viabilidad de la estrategia propuesta para detectar fallas de contacto en PT de forma

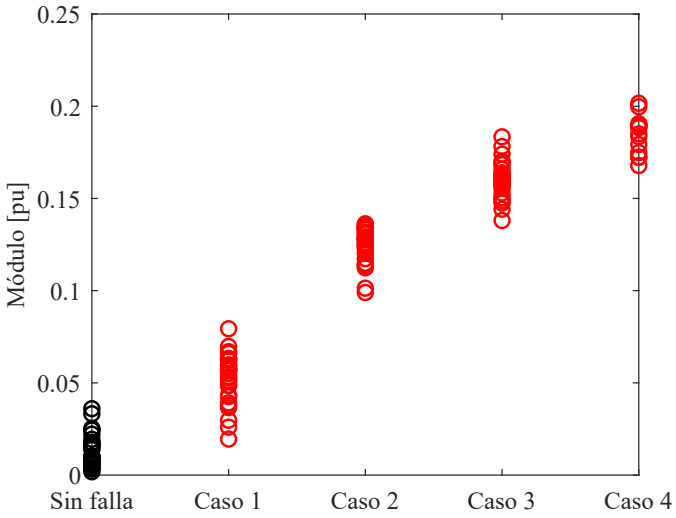


(a) Módulo del indicador para falla en fase *b*.

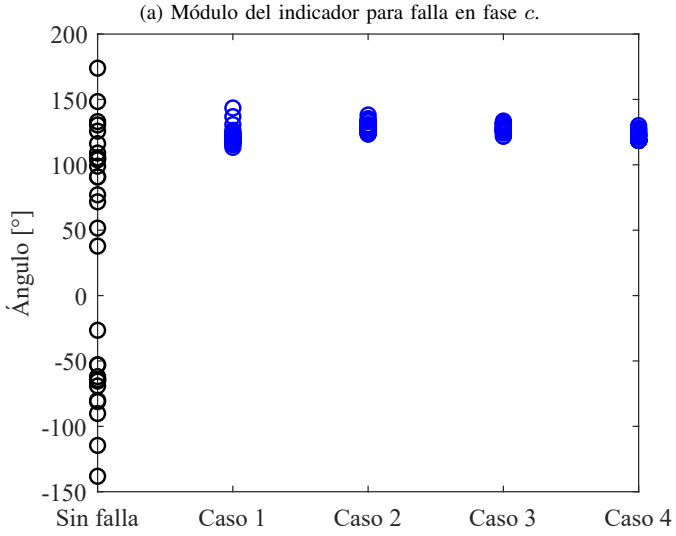


(b) Ángulo del indicador para falla en fase *b*.

Fig. 5. Análisis de casos de falla para la fase *b*.



(a) Módulo del indicador para falla en fase *c*.



(b) Ángulo del indicador para falla en fase *c*.

Fig. 6. Análisis de casos de falla para la fase *c*.

online. Una variación del módulo por encima de un valor mínimo de disparo generaría la necesidad de un ensayo *offline* para obtener un diagnóstico de mayor precisión. En este sentido, una variación de $\boldsymbol{\mu_z}$ se complementa con un ensayo de resistencia estática y/o dinámica. Por otro lado, una variación del ángulo respecto a los valores sanos puede ser señal de falla incipiente y se recomienda mantener en observación según la rutina de mantenimiento.

Debe considerarse que, para clasificar correctamente una falla y determinar su severidad, es necesario contar con una condición de referencia libre de falla. En caso de no tener dicha referencia, el estado del transformador al momento de iniciar las mediciones se toma implícitamente como condición inicial, pudiendo enmascarar fallas preexistentes. Bajo esta situación, la técnica permite determinar la evolución del estado del transformador y cuantificar los cambios producidos a partir del inicio de las mediciones, pero no establecer cuánto se ha desviado el equipo respecto de su condición sana original Además, la estrategia diagnostica cambios en la impedancia serie, que en este trabajo se asocian a problemas de contacto que modifican la resistencia. De la misma manera, cambios en la geometría de los bobinados podría generar variaciones en el indicador, ya que afectan a la reactancia de dispersión. En este sentido, se podría calcular un indicador basado en resistencia, asociado únicamente a fallas de contacto (estadísticamente localizadas con mayor probabilidad en el OLTC). Este indicador, aunque más sensible, representa mayor costo computacional al requerir el ángulo relativo entre fasores para la separación de resistencia y reactancia, añadiendo un error adicional en la medición de dicho ángulo.

V. Conclusiones

En este trabajo se presenta una estrategia para la detección *online* de fallas de contacto, basada en la medición de variables eléctricas. Se demostró la utilidad del indicador presentado como complemento de otras técnicas de diagnóstico, con el fin de abarcar el espectro de fallas en PT. La estrategia presentada ofrece la posibilidad de un monitoreo en tiempo real del estado de los contactos del PT. Con esto se logra cubrir el tiempo entre ensayos *offline*, aumentando la confiabilidad del sistema

y reduciendo costos por paradas imprevistas. Se considera que la presente contribución aportaría indicadores que pueden incorporarse en sistemas de monitoreo remoto y análisis de datos, e incluso integrándose con herramientas de inteligencia artificial para mejorar la toma de decisiones.

REFERENCES

[1] CIGRE Technical Brochure 642, "Transformer Reliability Survey," *Working group A2.37 CIGRE*, 2015.

[2] CIGRE Technical Brochure 445, "Guide for Transformer Maintenance," *Working group A2.34 CIGRE*, 2011.

[3] CIGRE Technical Brochure 887, "Life extension of oil filled transformers and shunt reactors," *Working group A2.55 CIGRE*, 2022.

[4] F. B. Ismail, M. Mazwan, H. Al-Faiz, M. Marsadek, H. Hasini, A. Al-Bazi, and Y. Z. Yang Ghazali, "An Offline and Online Approach to the OLTC Condition Monitoring: A Review," *Energies*, vol. 15, no. 17, Jan. 2022. doi: 10.3390/en15176435

[5] R. Jongen, E. Gulski, P. Morshuis, J. Smit, and A. Janssen, "Statistical analysis of power transformer component life time data," in *2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*, Singapore, Dec. 2007, pp. 1273–1277. [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/document/4510221

[6] E. Osmanbasic and G. Skelo, "Tap Changer Condition Assessment Using Dynamic Resistance Measurement," *Procedia Engineering*, vol. 202, pp. 52–64, Jan. 2017. doi: 10.1016/j.proeng.2017.09.694

[7] Z. Riaz, P. Wouters, F. Riaz, P. Wielen, and J. Wetzer, "Hybrid Diagnostic Techniques for High Voltage On-Load Tap Changers," in *2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Delft, Netherlands, Jun. 2020. doi: 10.1109/ISIE45063.2020.9152586 pp. 874–879.

[8] A. S. Masoum, N. Hashemnia, A. Abu-Siada, M. A. S. Masoum, and S. M. Islam, "Online Transformer Internal Fault Detection Based on Instantaneous Voltage and Current Measurements Considering Impact of Harmonics," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 587–598, Apr. 2017. doi: 10.1109/TPWRD.2014.2358072

[9] X. Zhao, C. Yao, Z. Zhou, C. Li, X. Wang, T. Zhu, and A. Abu-Siada, "Experimental Evaluation of Transformer Internal Fault Detection Based on V–I Characteristics," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 5, pp. 4108–4119, May 2020. doi: 10.1109/TIE.2019.2917368

[10] A. Abu-Siada and S. Islam, "A Novel Online Technique to Detect Power Transformer Winding Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 2, pp. 849–857, Apr. 2012. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2180932

[11] T. Bengtsson and N. Abeywickrama, "On-line monitoring of power transformer by fundamental frequency signals," in *A2-110, CIGRE*, Paris, France, 2012.

[12] M. Bagheri, M. S. Naderi, and T. Blackburn, "Advanced transformer winding deformation diagnosis: Moving from off-line to on-line," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 19, no. 6, pp. 1860–1870, Dec. 2012. doi: 10.1109/TDEI.2012.6396941

[13] P. A. Reddy and B. S. Rajpurohit, "On-line monitoring of winding parameters for single-phase transformers," in *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, Kurukshetra, India, 0008/2014-12-10. doi: 10.1109/IICPE.2014.7115829 pp. 1–4.

[14] H. Dirik and M. Özdemir, "An online parameter monitoring method for power transformers based on DEA," in *2012 16th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, Yasmine Hammamet, Tunisia, 2012-03-25/2012-03-28. doi: 10.1109/MELCON.2012.6196628 pp. 1133–1136.

[15] B. Li, Y. Guo, and S. Zhao, "Feasibility analysis of transformer winding DC resistance measuring on-line," in *2012 International Conference on Systems and Informatics (ICSAI2012)*, Yantai, China, 2012-05-19/2012-05-20. doi: 10.1109/ICSAI.2012.6223061 pp. 568–571.

[16] E. S. Jin, L. L. Liu, Z. Q. Bo, and A. Klimek, "Parameter identification of the transformer winding based on least-squares method," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, 2008-07-20/2008-07-24. doi: 10.1109/PES.2008.4596453 pp. 1–6.

[17] L. Puntano, M. Meira, C. Ruschetti, C. J. Verucchi, and R. E. Álvarez, "An Online Short-Circuit Impedance Estimation Approach to Power Transformer Fault Detection," in *2023 XX Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, Oberá, Argentina, Nov. 2023. doi: 10.1109/RPIC59053.2023.10530858 pp. 1–6.

[18] M. Meira, C. R. Ruschetti, R. E. Álvarez, and C. J. Verucchi, "Power transformers monitoring based on electrical measurements: State of the art," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 12, pp. 2805–2815, 2018. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.2086

[19] Raka Levi and Budo Milovic, "OLTC Dynamic Testing," in *TechCon 2011*, USA, San Francisco, 2011.

[20] IEEE Std C57.152, "Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," Jun. 2013. doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6544533



Lucas Puntano received the B.S. degree in electromechanical engineering from National University of the Center of the Province of Buenos Aires (UNCPBA), Argentina, in 2023. He is currently pursuing a Ph.D. at the same institution, where he serves as a teaching assistant in the courses "Electromagnetism for Engineering" and "Electrical Circuits". his research focuses on transformer diagnosis using electrical variables, with focus on OLTC.



Gustavo G. Leal H. received the Ph.D. degree in Electromechanical Engineering from the National University of the Centre of the Province of Buenos Aires (UNCPBA), Olavarría, Argentina. He is currently a postdoctoral researcher with the INTELYMEC Group and CIFICEN (UNCPBA–CICPBA–CONICET). His research interests include online fault diagnosis of power transformers, asset management, and data-driven methods such as Gaussian processes.



Matias Meira received the B.S. degree in electromechanical engineering from National University of the Center of the Province of Buenos Aires (UNCPBA), Argentina, in 2016; and the PhD in engineering in the National University of La Plata (UNLP), Argentina, in 2023. He participates in the chairs of "Electrical Machines" in the Engineering School of UNCPBA. He is member of the CIGRE WG D1-A2 77 "Liquid Tests for Electrical Equipment", and is the Chair of Study Committee D1 on "Materials and Emerging Test Techniques" at CIGRE Argentina. His interest in research includes the detection and diagnosis of faults in electric motors and transformers.



Cristian R. Ruschetti received the B.S. degree in electromechanical engineering from UNCPBA, Argentina, in 2006 and the PhD degree in engineering sciences from UNRC, Argentina, in 2012. His research interests are the design and analysis of electrical machines and electromagnetic devices using the FEM.



Carlos J. Verucchi received the B.S. degree in electromechanical engineering from UNCPBA, Argentina, in 1994 and the M.S degree in engineering sciences from UdeC, Chile, in 2000. He is currently a professor and researcher in the UNCPBA, in the research group INTELyMEC and in the CIC-PBA.