

CASO DE ESTUDIO:

Daño en transformador por circulación de corrientes armónicas

Escrito por Ing. Luis Antonio Cordero Quesada, 2025-11-02.

SINOPSIS

La nota técnica documenta un estudio de calidad de tensión y cargabilidad de transformadores en baja tensión basado en alarmas AMI (Advanced Metering Infrastructure), inspección de campo, medidores de calidad y termografías en un activo real de la empresa de distribución Coopelesca. El caso muestra cómo por medio de la detección con medidores inteligentes se identifican servicios con baja/alta tensión, se procede a una inspección del tendido secundario, dimensionamiento y redistribución de cargas (instalación/retirada de transformadores de 15–25 kVA), termografías periódicas y cómo resulta el fallo de uno de los transformadores; cuyo diagnóstico indica un posible daño relacionado con corrientes armónicas y estrés térmico/mecánico. El documento ya referencia límites de calidad armónica según la Norma AR-NT-SUCAL de la ARESEP, así como referencias internacionales como IEEE 519-2014.

A partir del análisis se demuestra que las corrientes armónicas generadas por cargas no lineales (principalmente aires acondicionados con electrónica de potencia) incrementaron las pérdidas en los devanados del transformador, acelerando el envejecimiento térmico y causando finalmente su falla.

DISTORSIONES POR CORRIENTES Y VOLTAJES ARMÓNICOS

Los armónicos son componentes de corriente o tensión con frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz para el caso de Costa Rica). Las cargas no lineales como variadores, equipos HVAC, UPS o fuentes conmutadas pueden distorsionar la forma de onda, generando armónicos que retornan al sistema de distribución.

Los efectos más relevantes de las corrientes armónicas en transformadores incluyen:

- Incremento de pérdidas en cobre y núcleo, generando sobrecalentamiento.
- Esfuerzos mecánicos adicionales por variaciones en el flujo magnético.
- Aceleración del envejecimiento del aislamiento y reducción de la vida útil.
- Corrientes de neutro elevadas por armónicos (3^a, 9^a, 15^a...).

Cuando las corrientes armónicas circulan por la impedancia del sistema, inducen distorsiones de tensión proporcionales. Por ello, un alto contenido armónico en corriente puede reflejarse como distorsión armónica en tensión, especialmente en redes con alta impedancia o largos alimentadores secundarios.

Particularmente las corrientes armónicas incrementan pérdidas en el cobre (efecto I^2R sobre la componente armónica) y en el hierro (pérdidas por histéresis y corrientes parásitas a frecuencias mayores), elevando temperatura de devanados y aislamiento. Esto acelera el envejecimiento del aceite y del papel aislante, por lo que se lleva a un sobre estrés mecánico a los transformadores debido a que las componentes magnéticas y fuerzas dinámicas por componentes no sinusoidales (cambios abruptos de flujo y pulsaciones) generan vibraciones y esfuerzos mecánicos en devanados que con el tiempo pueden provocar desplazamientos o fracturas.

Esto puede llevar a la saturación e impactar en las corrientes de magnetización de los activos, ya que los armónicos (especialmente órdenes bajos impares) pueden modificar el flujo y forzar el transformador hacia regímenes próximos a saturación parcial, aumentando corrientes de magnetización y calentamiento.

Además, las corrientes armónicas inyectadas por cargas no lineales están estrictamente ligadas con las perturbaciones en la calidad del suministro eléctrico de los servicios que compartan el mismo transformador, ya que producen caídas de tensión armónica al circular por las impedancias del sistema; esas caídas se suman

a la tensión, provocando distorsión de voltaje en el punto de conexión. En redes con alta impedancia (ej. largas líneas secundarias, neutro con alta resistencia o transformadores con bajo cortocircuito disponible) la misma corriente armónica genera mayor distorsión de tensión.

En Costa Rica la Norma AR-NT-SUCAL (ARESEP) establece criterios de supervisión de calidad en baja/media tensión, incluye límites para armónicos y procedimientos de supervisión e intervención (capítulos y artículos que regulan mediciones y umbrales). En la práctica se usan métricas como THD (TDA/TDD), límites por orden armónico y valores promediados en ventanas.

Adicionalmente, la IEEE Std 519:2014 define límites y metodología (TDD, relación I_{sc}/I_L) para evaluación en el PCC (Point of Common Coupling) y para la coordinación entre cliente y suministrador. Es referencia aceptada internacionalmente y útil para decidir mitigación o restricciones de cargas.

CASO REAL

A través del monitoreo de los perfiles de tensión por medio de la plataforma de medición inteligente AMI de Coopelesca, se detectan varios servicios conectados a un mismo transformador de distribución que presentan alarmas por baja tensión que en apariencia confirman un caso Insatisfactorio de calidad del suministro según lo establece ARESEP en su Norma AR-NT-SUCAL. En la *Ilustración 1. Análisis inicial de transformador con problemas de tensión* se muestra el resultado del análisis de los perfiles de tensión del transformador según lo demandado en la normativa aplicable antes mencionada, mientras que en la *Ilustración 2. Perfiles de tensión iniciales de transformador con problemas de tensión* se muestran los perfiles de tensión y cómo su comportamiento se encuentra fuera de los parámetros establecidos en la Norma SUCAL.

Las condiciones iniciales corresponden a las siguientes:

- Ítem seriado de transformador: TRA14110
- Capacidad de transformador: 50 kVA
- Carga típica: 7.32 kVA
- Porcentaje de cargabilidad según perfiles: 14.65%



Ilustración 1. Análisis inicial de transformador con problemas de tensión

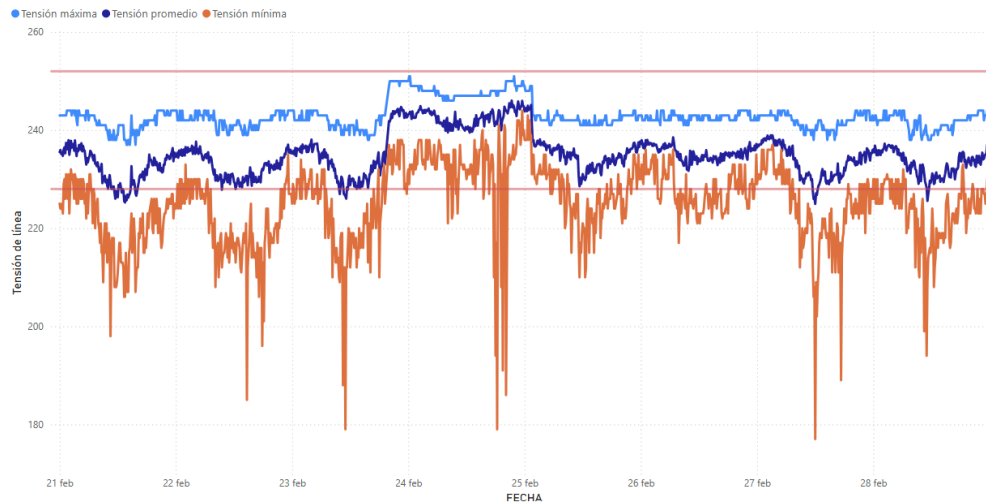


Ilustración 2. Perfiles de tensión iniciales de transformador con problemas de tensión

Debido a este hallazgo se procedió a realizar una inspección en campo, constatando un circuito secundario de 450 metros (largo) con 32 servicios distribuidos a lo largo de este; por lo que se procedió a dividir los servicios en dos transformadores alimentando secciones diferentes mediante una abertura del secundario.

La primera sección luego de una semana de seguimiento presentó las siguientes condiciones:

- Ítem seriado de transformador: TRA13242
- Capacidad de transformador: 25 kVA
- Carga típica: 7.49 kVA
- Porcentaje de cargabilidad según perfiles: 29.96%

En la *Ilustración 3. Resultados sección 1 posterior a abertura de red secundaria* se muestra el resultado satisfactorio, pero al límite de las condiciones establecidas por la Norma SUCAL con un 4.64% de muestras fuera del límite.



Ilustración 3. Resultados sección 1 posterior a abertura de red secundaria

Mientras que la segunda sección luego de la misma semana de seguimiento presentó los siguientes resultados, que también se visualizan en la *Ilustración 4. Resultados sección 2 posterior a abertura de red secundaria*

- Ítem seriado de transformador: TRA402104
- Capacidad de transformador: 15 kVA
- Carga típica: 4.56 kVA
- Porcentaje de cargabilidad según perfiles: 18.25%



Ilustración 4. Resultados sección 2 posterior a apertura de red secundaria

Dado que la sección 1 continuó presentado un comportamiento anómalo, se analizaron los perfiles de tensión y corriente de los servicios conectados al transformador, identificando que 3 de ellos presentaban patrones de corriente coincidentes con los períodos de baja tensión como lo muestra la Ilustración 5. Revisión de perfiles de tensión y corriente de medidores problemáticos.

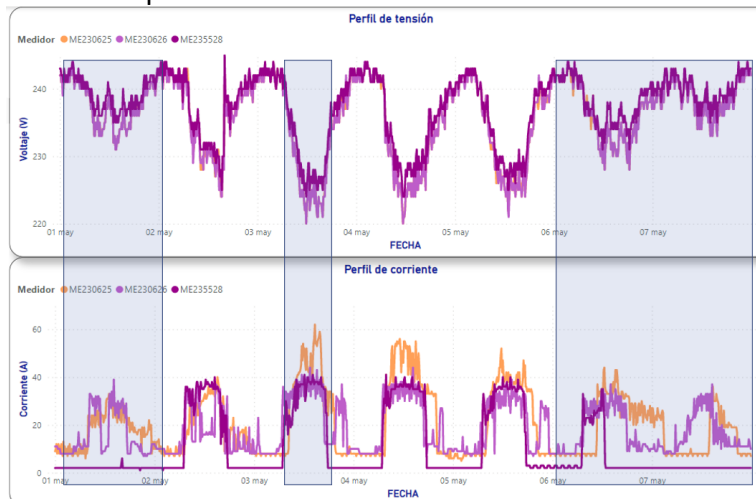


Ilustración 5. Revisión de perfiles de tensión y corriente de medidores problemáticos

Se identificó que estos medidores problemáticos consumían el 50% de la corriente total, que su comportamiento de consumo era muy marcado en un horario típico entre los días lunes y viernes en un horario de 7:00am a 5:00pm; mientras que los demás servicios tenían un perfiles de corriente más regulares a lo largo de los siete días de la semana y además el mayor consumo era claramente identificable para el medio día. Esto se puede verificar en la Ilustración 6. Comparación de perfiles de medidores problemáticos VS resto de servicios.

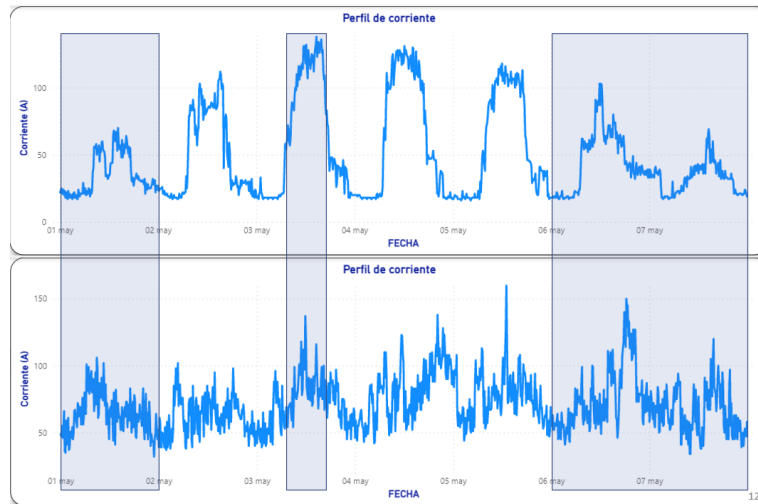


Ilustración 6. Comparación de perfiles de medidores problemáticos VS resto de servicios

Mientras se realizaban estos análisis para comprender el fenómeno en la calidad del servicio eléctrico, el transformador TRA13242 sufre un daño y debe ser reemplazado por otro igual con Ítem seriado TRA13208; pero esta vez se separan los medidores problemáticos del tendido secundario de la sección 1, dejando un transformador exclusivo de 25 kVA para estos servicios con Ítem seriado TRA403831 y manteniendo un seguimiento.

A raíz de esta modificación, se realizaron inspecciones termográficas en los períodos identificados de mayor consumo que evidenciaron un importante sobrecalentamiento del transformador que alimentaba los medidores problemáticos respecto al activo reemplazado. En la *Ilustración 7. Inspección termográfica de transformadores de distribución* se muestra cómo el transformador que alimentaba los servicios problemáticos (izquierda) presenta un estrés térmico mucho mayor al equipo que alimentaba la sección 1.

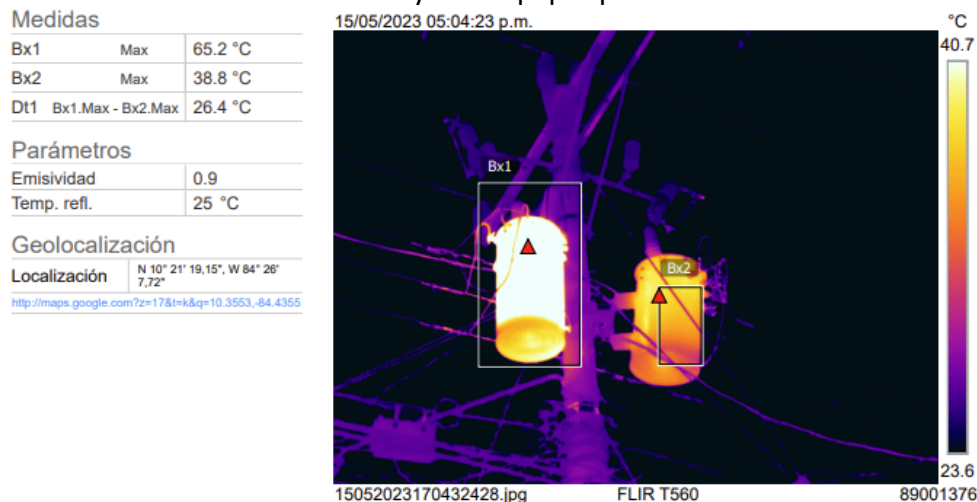


Ilustración 7. Inspección termográfica de transformadores de distribución

El resultado de la termografía y el estudio de cargabilidad se muestra en la *Tabla 1. Inspección termográfica y análisis de cargabilidad de transformadores*.

Tabla 1. Inspección termográfica y análisis de cargabilidad de transformadores

Equipo	Termografía	Cargabilidad
TRA403831	44°C	<75%
TRA13208	75.5°C	<125%

Se decidió en ese momento revisar las cargas internas de cada uno de los medidores problemáticos con el fin de identificar algún equipo o comportamiento de consumo que justificara los perfiles de corriente analizados, por lo que luego de una inspección detallada de las instalaciones se destacan las cargas mostradas en la Tabla 2. Hallazgos de revisión en medidores problemáticos. Es importante mencionar que estas unidades de A/C operan en edificios con importantes fugas de aire frío y además están configurados para mantener la temperatura interna a 23°C en una zona donde la temperatura ambiente supera los 35°C en las horas más calurosas.

Tabla 2. Hallazgos de revisión en medidores problemáticos

Medidor	Hallazgos
ME230625	4x unidades de A/C de 60000 BTU cada una
ME230626	1x unidad de A/C de 60000 BTU 2x unidades de 18000 BTU cada una
ME235528	1x unidad de A/C de 60000 BTU

Adicionalmente se revisó en Taller Eléctrico de Coopelesca el transformador dañado (*Ilustración 8. Devanado de transformador dañado, revisión en Taller Eléctrico de Coopelesca*) con el objetivo de identificar la razón del daño, encontrando que el daño se dio en el devanado primario del transformador. Por lo que la hipótesis que surgió fue el daño producto de un cambio abrupto en el flujo de corriente que provocara una corriente de magnetización contaminada con una fuerte distorsión armónica, que como es sabido, producen “golpes mecánicos” en los núcleos y devanados del transformador; sumado al sobrecalentamiento también identificado, provocaron que finalmente el material cediera y se generara el cortocircuito entre las espiras del devanado que terminaron dañando el transformador.



Ilustración 8. Devanado de transformador dañado, revisión en Taller Eléctrico de Coopelesca

Para confirmar la hipótesis se instalaron analizadores de calidad puntuales en estos servicios problemáticos y se realizaron estudios de contaminación armónica, por lo que es pertinente entender la ubicación eléctrica del transformador respecto a la subestación eléctrica que lo alimenta, como se muestra en la *Ilustración 9*.

Diagrama unifilar de red de distribución - equipo dañado por distorsión armónica. Esto último es importante ya que se debe conocer su ubicación eléctrica respecto a la subestación eléctrica que lo alimenta para determinar su corriente de cortocircuito.

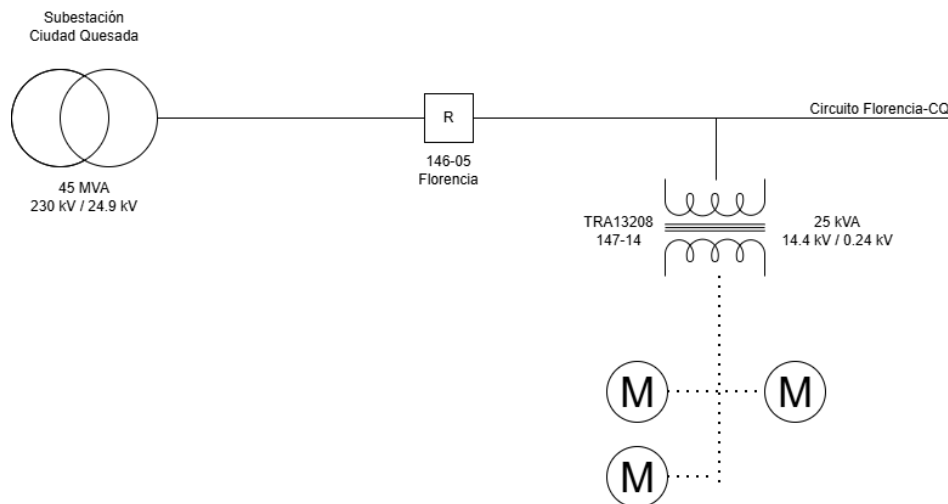


Ilustración 9. Diagrama unifilar de red de distribución - equipo dañado por distorsión armónica

A partir del estudio de cortocircuito para el transformador TRA13208 se determinó que la I_{sc} es de 2.01 kA, por lo que siguiendo lo indicado los artículos 12 y 13 de la Norma AR-NT-SUCAL la tasa de distorsión armónica total de la corriente (TDD) debe ser menor al 15%; esto a partir de la relación entre la corriente de cortocircuito en media tensión y la corriente de línea máxima del lado primario del transformador (I_{sc}/I_L), donde dicha corriente máxima según las mediciones de calidad fue de 2.61 A. Por lo que dicha relación es de 770, lo cual se verifica en la *Tabla 3. Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio. Tomado de AR-NT-SUCAL.*

Tabla 3. Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio. Tomado de AR-NT-SUCAL

Límites de distorsión armónica de corrientes para usuarios conectados a redes generales de distribución				
(Tensión de 120 a 69000 Volt)				
I_{sc}/I_L	$H < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 20$	TDD
< 20	4.0	2.0	1.5	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	20.0

Adicionalmente, se establece por normativa que el valor máximo de THD en tensión máximo permitido debe ser 3%, mientras que la Tasa de distorsión armónica total de la tensión (TDA) debe ser menor al 5%.

En la *Ilustración 10. Análisis de distorsión armónica para transformador TRA13208* se confirma que en efecto los servicios problemáticos en conjunto superan los límites establecidos por normativa, por lo que las distorsiones armónicas de sus sistemas internos significan una perturbación para todo servicio que comparta con ellos la alimentación del transformador; además, confirma la hipótesis de que el daño en el equipo se dio producto de una alta presencia de corrientes armónicas que llevó al estrés mecánico y térmico del activo hasta dañarlo.

Como última confirmación, se verificó en el perfil de corriente del transformador si al momento de la falla se dio un incremento de corriente que efectivamente generara corrientes de magnetización importantes. En la *Ilustración 11. Análisis de perfiles de corriente y carga de transformador TRA13242 al momento del daño* se muestra cómo además de encontrarse en un período de alta carga, se da un incremento repentino de la corriente (y por supuesto la carga) justo antes de que se diera el fallo del activo y debiera ser reemplazado; confirmando definitivamente la hipótesis planteada al inicio.



Ilustración 10. Análisis de distorsión armónica para transformador TRA13208

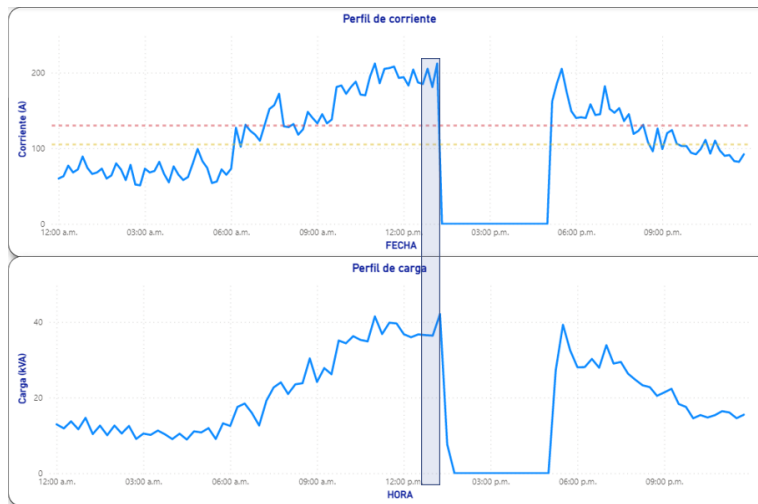


Ilustración 11. Análisis de perfiles de corriente y carga de transformador TRA13242 al momento del daño

En la Ilustración 12. Gráfico THD (V) por medidor, Fase A, Ilustración 13. Gráfico THD (V) por medidor, Fase B e Ilustración 14. Gráfico THD (V) por fase se muestran los gráficos de Distorsión Armónica total tanto para cada medidor, como por fase. Donde se verifica un THD en voltaje mayor al 3% permitido, con una importante presencia de la tercera armónica con valores cercanos al 2.5% en ambas fases del transformador.

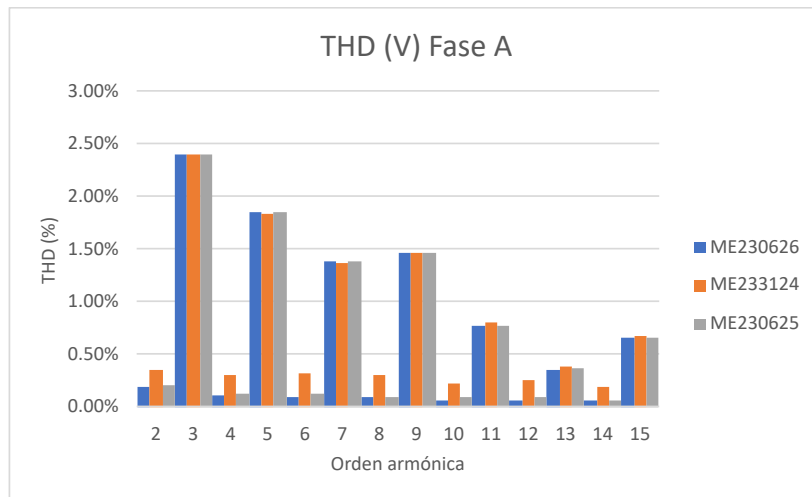


Ilustración 12. Gráfico THD (V) por medidor, Fase A

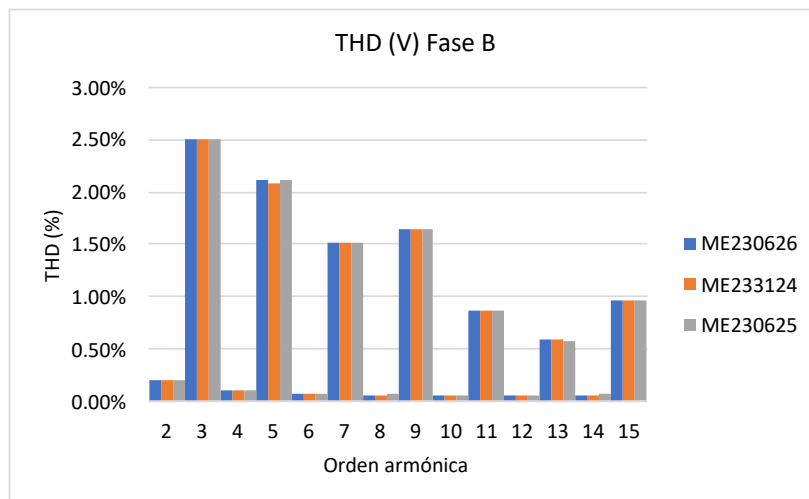


Ilustración 13. Gráfico THD (V) por medidor, Fase B

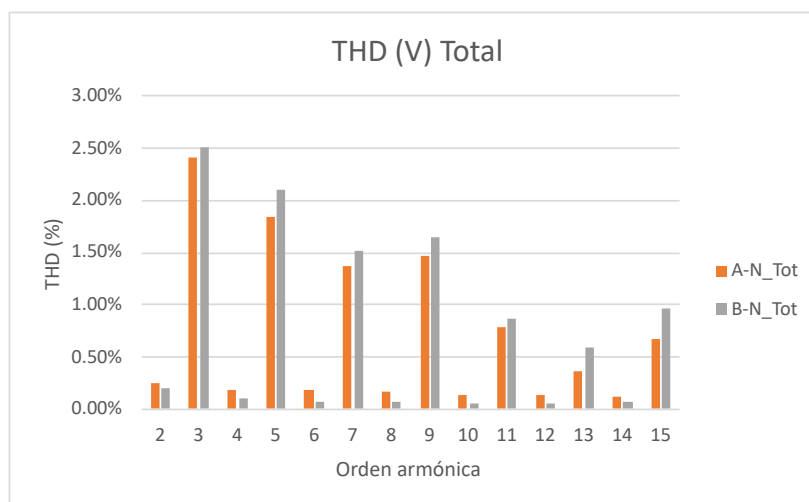


Ilustración 14. Gráfico THD (V) por fase

CONCLUSIÓN

El caso presentado en la ubicación 147-14 evidencia que los transformadores de distribución pueden fallar prematuramente cuando se exponen a corrientes armónicas elevadas generadas por cargas no lineales. Las pérdidas adicionales y el sobrecalentamiento acumulativo reducen la vida útil del aislamiento, provocando fallas térmicas o mecánicas. La implementación de medidas correctivas basadas en separación de cargas, filtrado y monitoreo puede prevenir fallas similares y garantizar el cumplimiento de la calidad del suministro establecida por la ARESEP mediante la Norma AR-NT-SUCAL.

La hipótesis (corrientes armónicas + cambios bruscos de corriente que incrementaron pérdidas y fuerzas mecánicas, provocando fallo) es técnicamente consistente con la literatura, evidenciando también que no es suficiente dimensionar un transformador solo por su cargabilidad en kVA; cuando las cargas son fuertemente no lineales se deben considerar TDD/THD y la relación I_{sc}/I_L local para determinar impacto en tensión y temperatura a largo plazo.

REFERENCIAS

- ARESEP (2022). Norma AR-NT-SUCAL: Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.

- IEEE Std 519-2014. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- Thakur, S. et al. (2022). Effects of harmonics on temperature rise and power loss of a distribution transformer.
- Michalec, Ł. (2021). Impact of Harmonic Currents of Nonlinear Loads on Power. *Energies Journal*.
- ABB Technical Guide No. 6 – Guide to Harmonics with AC Drives.
- Modipane, K.C. (2018). An Investigation of Harmonic Contents and Power Quality.
- Zou, D., et al., “Harmonic Current Effect on Vibration Characteristics of Oil-Immersed Transformers”, *Energies*, 2025.
- Xin, Q., et al., “The vibration response of transformer windings under harmonic excitations and its applications”, (conference paper / Extrica), 2022.
- Pan, C., “Winding vibration analysis of unbalanced transformer under harmonic load”, *ScienceDirect*, 2022.
- Tousignant, D., “A method for the indication of power transformer saturation”, *Electric Power Systems Research*, 1996.
- Ramamurthy, J.R., “Influence of voltage harmonics on transformer no-load loss”, *Electric Power Systems Research* (ScienceDirect), 2017.
- León-Martínez, V., “Assessment of Load Losses Caused by Harmonic Currents”, *Environments* (MDPI), 2023.
- ABB, “Technical guide No. 6 — Guide to harmonics with AC drives” (ABB technical guide).
- ABB, “What is a transformer K-factor rating?” (technical paper / datasheet)