



Análisis del impacto armónico de una planta solar fotovoltaica conectada a la red: caso PMML.

Harmonic impact analysis of a grid-connected photovoltaic plant: the PMML case.

Luciano Emilio Belandria-Uzcategui¹, Nancy Alejandra Agudelo-Fernandez², Julio Cesar Molina-Guzman³
^{1,2}Corporación Universitaria del Meta, Villavicencio - Colombia
³Universidad Central de Venezuela, Caracas - Venezuela

Recibido: 19 de diciembre de 2024.

Aceptado: 14 de abril de 2025.

Publicado: 01 mayo de 2025.

Resumen- Este artículo presenta el análisis del impacto armónico generado por una planta solar fotovoltaica (FV) conectada a la red, ubicada en el Parque Metropolitano María Lucía (PMML), centro académico de la Corporación Universitaria del Meta, UNIMETA en Villavicencio, Colombia. La investigación incluyó la caracterización técnica detallada del sistema, la medición y simulación de condiciones reales y variables eléctricas en el punto de conexión del generador y la simulación de escenarios con y sin generación FV, centrando el análisis en el Punto de Conexión Común (PCC). Se realizaron las mediciones con un analizador de calidad de potencia con características recomendadas por las normativas involucradas y las simulaciones mediante el software DIgSILENT PowerFactory. Se evaluaron los niveles de distorsión armónica bajo los criterios establecidos por las normas IEEE 519-2022, IEEE 1547-2018 y la NTC 5001. Los resultados evidencian que, aunque el sistema FV introduce contenido armónico a la red, los niveles de distorsión se mantienen dentro de los límites establecidos en la mayoría de los escenarios simulados, validando la viabilidad técnica de su conexión. Este estudio ofrece una herramienta útil para la evaluación previa de proyectos de generación distribuida, con énfasis en entornos académicos y urbano-rurales en Colombia.

Palabras clave: calidad de energía, distorsión armónica, generación distribuida, normas técnicas, planta fotovoltaica, simulación.

Abstract— This article presents a harmonic impact analysis of a grid-connected photovoltaic (PV) plant located at the Parque Metropolitano María Lucía (PMML), an academic facility of the Corporación Universitaria del Meta (UNIMETA) in Villavicencio, Colombia. The study included a detailed technical characterization of the system, the measurement and simulation of real operating conditions and electrical variables at the generator's connection point, and the simulation of scenarios with and without PV generation, focusing the analysis on the Point of Common Coupling (PCC). Measurements were carried out using DIgSILENT PowerFactory software. Harmonic distortion levels were evaluated according to the criteria established by IEEE 519-2022, IEEE 1547-2018, and Colombian standard NTC 5001. The results show that, although the PV system introduces harmonic content into the grid, the distortion levels remain within established regulatory limits in most simulated scenarios, confirming the technical feasibility of its interconnection. This study provides a useful tool for the prior assessment of distributed generation projects, with emphasis on academic and urban-rural environments in Colombia.

Keywords: distributed generation, harmonic distortion, power quality, photovoltaic plant, technical standards, simulation.

*Autor para correspondencia.

Correo electrónico: belandria.e@gmail.com (Luciano Emilio Belandria Uzcategui).

La revisión por pares es responsabilidad de la Universidad de Santander.

Como citar este artículo: L. E. Belandria-Uzcategui, N. A. Agudelo-Fernandez y J. C. Molina-Guzman, "Análisis del impacto armónico de una planta solar fotovoltaica conectada a la red: caso PMML", Aibi revista de investigación, administración e ingeniería, vol. 13, no. 2, pp. 01-19 2025, doi: [10.15649/2346030X.5591](https://doi.org/10.15649/2346030X.5591)

I. INTRODUCCIÓN

La creciente adopción de sistemas FV conectados a la red urbana y rural obedece a políticas energéticas globales y locales enfocadas en la transición energética y sostenibilidad. En Colombia, la Ley 1715 de 2014 y las actualizaciones normativas de la CREG y el Ministerio de Minas y Energía han promovido la generación distribuida mediante fuentes renovables, especialmente en zonas no interconectadas o con acceso energético limitado [1]. Estas iniciativas han impulsado tanto la instalación de plantas FV como investigaciones aplicadas en instituciones educativas, como las realizadas en el PMML. Estudios recientes sobre percepción social han demostrado que el conocimiento ambiental y los beneficios percibidos influyen positivamente en la actitud hacia el uso de la energía solar, lo que fortalece su adopción en comunidades y entornos académicos [2].

La conexión de generadores FV mediante inversores de potencia puede introducir armónicos que alteran la calidad de la energía (tensión y corriente) y generan riesgos operativos en los equipos eléctricos [3]-[5]. Para mitigar estos efectos, normas como la IEEE 519-2022 [6], la IEEE 1547-2018 [7] y la NTC 5001 en Colombia [8], establecen límites y metodologías de evaluación basadas en indicadores globales de distorsión armónica.

En la literatura técnica, se han desarrollado estudios de simulación y medición que muestran cómo varía el contenido armónico según la topología del sistema y el nivel de penetración FV. Investigaciones en artículos recientes de revistas de alto impacto como las de Agrawal [9], Chidurala et al. [10], y Leite et al. [11] muestran que el impacto armónico varía significativamente según el nivel de penetración FV, el tipo de red y la ubicación de los puntos de conexión, y que, aunque el nivel de armónicos puede intensificarse con la generación distribuida, permanece dentro de límites aceptables si se aplican estrategias de filtrado adecuadas. Asimismo, estudios recientes de Caicedo et al. [12] destacan los avances en inversores multifuncionales y su relación con la calidad de energía.

No obstante, persisten vacíos importantes: pocos trabajos integran tanto mediciones reales como simulaciones en redes urbano-rurales colombianas; además, no se ha analizado suficientemente cómo cambian los armónicos entre el punto de conexión del generador y el PCC, especialmente en entornos académicos. Tampoco existen líneas claras sobre replicabilidad de metodologías con herramientas como DIgSILENT PowerFactory en este contexto.

El presente estudio tiene por objetivo evaluar, mediante un enfoque mixto (medición y simulación), el impacto armónico de una planta FV conectada a red, ubicada en el PMML (Villavicencio, Colombia), centro académico de la UNIMETA. Se caracterizó el sistema, se midieron variables en campo y se replicaron los escenarios con DIgSILENT PowerFactory en el PCC. Los resultados se compararon con los límites normativos, y se consideraron distintos regímenes de generación y carga.

Con este enfoque, se pretende ofrecer una herramienta replicable para la evaluación previa de proyectos de generación distribuida en contextos similares —con recursos limitados para monitoreo continuo—, promoviendo la aplicación académica de análisis de calidad de energía en redes urbano-rurales de Colombia.

II. MARCO TEÓRICO

La generación distribuida (GD) se refiere a la producción de energía eléctrica mediante sistemas instalados cerca del punto de consumo, conectados a redes de distribución, con potencias relativamente bajas y operación paralela con la red. Su principal ventaja es reducir pérdidas, mejorar la confiabilidad y permitir la integración de fuentes renovables [1].

Los sistemas FV conectados a la red consisten en módulos solares, inversores, protecciones y sistemas de medición interconectados a la red eléctrica pública. La energía generada por los paneles solares se convierte en corriente alterna mediante inversores y se inyecta a la red bajo condiciones normativas específicas [9].

El análisis armónico en sistemas de generación distribuida ha cobrado importancia debido a la creciente penetración de fuentes renovables, en particular, FV conectados a red. La interacción de estos sistemas FV, con las redes eléctricas convencionales plantea desafíos técnicos, entre los cuales se destaca la distorsión armónica de corriente y tensión provocada por los inversores de potencia, especialmente en condiciones de baja inercia y carga no lineal [4], [10].

La distorsión armónica de corriente y tensión se refiere a la presencia de componentes de frecuencia múltiplo de la fundamental en las señales de voltaje o corriente. Esta distorsión puede afectar la operación de equipos eléctricos sensibles y disminuir la calidad de energía [6].

Los inversores electrónicos usados en sistemas FV tienen como función principal transformar la energía continua producida por los módulos solares en corriente alterna sincronizada con la red. Su diseño influye directamente en el perfil armónico de la señal inyectada, siendo uno de los principales elementos responsables de las distorsiones armónicas [6], [10]. Una función fundamental de estos dispositivos es la operación cercana al punto de máxima potencia (MPP). Este punto corresponde al valor óptimo de voltaje y corriente al cual un panel solar entrega la mayor potencia posible. Dado que el MPP varía con la irradiancia y temperatura, los inversores integran algoritmos de seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT), como el método de voltaje fraccional o la técnica de perturbación y observación, permitiendo así maximizar la eficiencia energética del sistema FV [13].

Los inversores, como interfaz electrónica entre los módulos fotovoltaicos y la red, son responsables de la calidad de la forma de onda que se inyecta al sistema. Distintas investigaciones han abordado el modelado de inversores y su comportamiento en la generación de armónicos. Por ejemplo, Jiang et al. [3] proponen un modelo multifrecuencia para inversores monofásicos que incluye el efecto de la modulación por ancho de pulso (PWM), lo cual permite un análisis más realista de la estabilidad del sistema y su respuesta armónica.

Asimismo, estudios como el de Rodrigues et al. [14] exploran los límites operativos de inversores FV cuando se aplica compensación armónica mediante curvas de capacidad. Este tipo de análisis permite establecer criterios para el diseño de sistemas que mitiguen la inyección de contenido armónico, manteniéndose dentro de los valores normativos definidos por IEEE Std 519-2022 [6] y IEEE Std 1547-2018 [7].

Una característica crítica en los estudios de impacto armónico es la elección adecuada de indicadores de calidad de energía. La Distorsión Armónica Total (THD), la Distorsión Total de Demanda (TDD) y la Distorsión Total Referida a corriente nominal (TRD), son métricas ampliamente utilizadas que varían según el punto de evaluación y la norma aplicada [15].

La norma IEEE Std 519-2022 establece límites máximos permisibles de distorsión armónica en sistemas de potencia. En particular, IEEE Std 519-2022 recomienda el uso de TDD para evaluar la distorsión respecto a la corriente máxima de demanda; esta se calcula como:

$$TDD = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_L} \times 100\% \quad (1)$$

donde I_2, I_3, \dots, I_n son las corrientes armónicas de orden 2 a n , e I_L es la corriente de demanda máxima del usuario.

La norma IEEE Std 1547-2018, centrada en la interconexión de recursos energéticos distribuidos, propone el TRD como métrica basada en la corriente nominal del sistema [7]. Este índice se define con la fórmula:

$$TRD = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_{rated}} \times 100\% \quad (2)$$

donde I_{rated} es la corriente nominal del equipo de generación distribuida.

La norma técnica colombiana, NTC 5001 [8] complementa estos estándares internacionales, estableciendo límites para la THD y procedimientos de evaluación específicos para puntos de conexión en redes de distribución. Entre estos puntos, se tiene el PCC, que se define como el punto eléctrico en la red donde múltiples usuarios se conectan al sistema de distribución o transmisión, y donde se evalúa la calidad de energía compartida entre todas las partes [16]. Su aplicación en contextos nacionales permite asegurar la compatibilidad electromagnética y la confiabilidad operativa en la expansión de sistemas FV distribuidos. El indicador principal, el THD, es calculado como:

$$THD = \frac{\sqrt{F_2^2 + F_3^2 + F_4^2 + \dots + F_n^2}}{F_1} \times 100\% \quad (3)$$

donde F_1 es la componente fundamental de la tensión o la corriente y F_2, \dots, F_n son las componentes armónicas.

Además, la norma IEEE Std 2800-2022 [17] proporciona especificaciones relacionadas con las normas anteriores, enfocadas en la conexión e interoperabilidad de recursos basados en inversores (IBR) a nivel de sistemas de transmisión. Asimismo, incluye requisitos de desempeño que complementan las normas de distribución en la operación de grandes plantas FV, lo cual resulta relevante para considerar escenarios futuros de expansión.

El modelado de plantas FV en plataformas de simulación como DIgSILENT PowerFactory no es precisamente un tema nuevo, pero sigue generando mucho interés. Varios estudios han demostrado el valor de este entorno para anticipar el comportamiento armónico real de una instalación. Por ejemplo, Kelemen [18] construyó un modelo de planta FV con un inversor Huawei, y utilizó PowerFactory para simular su respuesta frente a diferentes condiciones armónicas. De forma similar, Čurić [19] se adentró en cómo se comportan los armónicos cuando una planta FV interactúa con la red de distribución, especialmente al comparar diversos escenarios operativos. Ambos estudios coinciden en un punto clave: PowerFactory no solo reproduce el comportamiento de la planta, sino que permite verificar si este cumple con las normativas antes de la puesta en servicio del sistema real.

Este aspecto ha sido fundamental para el enfoque seguido en el PMML. Porque cuando se trata de asegurar calidad de energía, no se deben hacer suposiciones. PowerFactory, además, permite modelar en detalle líneas, cargas, generadores FV y analizar desde los flujos de carga hasta cortocircuitos, estabilidad dinámica y la distorsión armónica bajo distintos escenarios operativos [20], [21].

En esta línea, las investigaciones siguen explorando nuevas formas de mejorar el control y la estabilidad en estos sistemas. Un buen ejemplo es el trabajo de Puma-Chávez [22], quien diseñó un esquema de control híbrido para microrredes en corriente continua. En su propuesta, múltiples fuentes fotovoltaicas se integran a través de convertidores DC-DC, con un impacto positivo tanto en la estabilidad del sistema como en la disminución de los armónicos. Estos avances reflejan la tendencia actual hacia soluciones que prioricen tanto la generación de energía como la mejora en su calidad.

En el contexto de las innovaciones, también se destacan los esfuerzos por reducir los armónicos de segundo orden. Kan et al. [23] propusieron una solución innovadora: inversores sin capacitores electrolíticos. Aunque esta tecnología aún no se aplica en nuestro caso, muestra potencial para próximos desarrollos. Es un paso hacia inversores más compactos, duraderos y eficientes.

En el contexto colombiano, también se han reportado avances significativos en este ámbito. Caicedo Peñaranda et al. [12] hicieron una revisión de inversores multifuncionales, destacando su contribución a la calidad de energía y la adaptación normativa. Estos equipos no solo controlan la inyección de corriente, sino que aportan soporte de voltaje y compensación reactiva. Todo indica a que serán piezas clave en las redes inteligentes del futuro.

Desde la perspectiva normativa, se tiene en cuenta la importancia de la IEC 61000-4-30 [24], una norma que estandariza cómo se deben medir los parámetros de calidad de energía. Esto es especialmente útil cuando queremos contrastar simulaciones con datos de campo. Si bien realizar mediciones es fundamental, resulta más relevante asegurar que estas se ejecuten con precisión y conforme a los estándares establecidos, garantizando así su validez comparativa y utilidad técnica. Y esta norma ayuda precisamente a eso: que nuestras mediciones tengan sentido y comparabilidad.

También es común que los estudios se detengan en un aspecto muchas veces pasado por alto: el entorno. Debido a los cambios repentinos en la irradiancia solar, que pueden provocar fluctuaciones rápidas en la señal de salida del inversor, afectando la inyección de armónicos. Trabajos como los de Dghim et al. [25], Oliveira [26] y Chidurala et al. [27] lo han analizado en detalle, confirmando la necesidad de considerar escenarios dinámicos y no solo condiciones de operación estables.

Finalmente, es relevante destacar, los enfoques híbridos que combinan datos reales con modelos simulados parecen ser la mejor manera de acercarse a la realidad. Investigaciones como las de Melo [28] y nuevamente Kelemen [18] demuestran que, si se ajustan con cuidado ciertos parámetros del inversor (como el ancho de banda o las constantes de control), es posible reducir notablemente los errores de modelado. Este aspecto resulta de gran ayuda para quienes trabajan con simulaciones y sistemas reales, al facilitar la validación de modelos.

En resumen, el estado del arte muestra una evolución en el entendimiento y la gestión de armónicos en sistemas FV conectados a red. Sin embargo, persisten desafíos prácticos y académicos, especialmente en la integración de resultados de campo con simulaciones realistas. Este trabajo busca aportar en esa dirección mediante una aplicación concreta en el contexto colombiano, con base en normativas vigentes, herramientas de modelado especializadas y análisis desde la realidad académica del PMML.

III. METODOLOGÍA O PROCEDIMIENTOS

Para evaluar de manera rigurosa el impacto armónico del sistema fotovoltaico del PMML, se diseñó una metodología de enfoque mixto —medición en campo y simulación digital—, fundamentada en los lineamientos técnicos y normativos de la IEEE Std 1547-2018, IEEE Std 519-2022 y la NTC 5001, garantizando así la trazabilidad con los estándares internacionales y nacionales de calidad de energía. Cabe destacar que la NTC 5001 adopta buena parte de la filosofía técnica de la IEEE Std 519-2022, enfocándose en establecer límites de distorsión armónica en los puntos de conexión comunes, los cuales fueron precisamente el centro de análisis de este estudio. Esta metodología permite analizar el comportamiento armónico del sistema en dos ubicaciones clave: la salida del inversor y el PCC, lado de alta tensión del transformador de interconexión.

a. Caracterización del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico tiene una disposición de un conjunto de paneles solares de silicio policristalino que proporcionan una potencia nominal instalada de 23,85 kWp, y un inversor DC/AC de 20 kW de potencia nominal. La Figura 1 muestra la configuración adoptada del sistema FV analizado en este trabajo. La instalación tiene las siguientes características:

- Aproximadamente 75° de orientación al sur;
- Inclinación de 10°, con respecto al eje horizontal;
- Coordenadas: 4.088927, -73.504347
- Ubicación: Granja El Hachon, Villavicencio, Meta;
- Promedio mensual de irradiación global media: 4.24 kW-hr/m²/día.

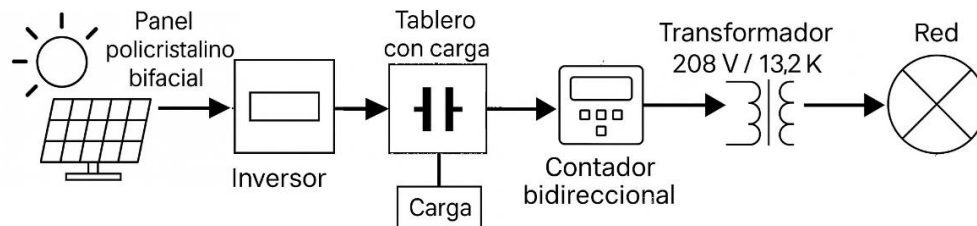


Figura 1: Sistema Fotovoltaico conectado a la Red Eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

El conjunto FV analizado está conformado por 45 paneles solares bifaciales policristalinos CHSM72M(DG)/F-BH serie 182 [29] marca ASTROENERGY, distribuidos en tres cadenas de 15 paneles conectados en serie, que luego el inversor los conecta en paralelo. Esta configuración busca alcanzar los niveles de tensión hasta los valores mínimos requeridos por el inversor, optimizando la eficiencia del sistema y reduciendo las pérdidas por conducción. La Figura 2 muestra los módulos dispuestos en el área dispuesta en el PMML, caracterizando una instalación típica.

Las principales especificaciones de los paneles fotovoltaicos son:

- Potencia nominal: 530 Wp
- Tensión de circuito abierto: 49.5 V
- Corriente de cortocircuito: 13.48 A
- Tensión en punto de máxima potencia: 41.6 V
- Corriente en punto de máxima potencia: 12.74 A
- Número de celdas: 144
- Peso: 32.6 kg
- Dimensiones: 2278 × 1134 × 35 mm



Figura 2: Módulos fotovoltaicos instalados en el sitio de medición.
Fuente: Elaboración propia.

El sistema está conectado a la red mediante un inversor trifásico Huawei SUN2000-20KTL-M3 Smart String Inverter [30], como se muestra en la Figura 3, con arquitectura de dos etapas: una primera DC-DC con seguimiento MPPT (cuatro canales) y una segunda DC-AC para sincronización y conversión. Sus especificaciones incluyen:

- Potencia nominal de salida: (Pca-nom): 20000 W;
- Potencia máxima de salida (Pca-max): 22000 W;
- Tensión de red: 120 / 208 Vac, 3W/N+PE;
- Frecuencia de red: 50 / 60 Hz;
- Distorsión armónica total: < 3,0 %;
- Voltaje CC de entrada — rango MPPT: 200-750 V;
- Tensión máxima de entrada CC: 750 V;
- Corriente CC máxima de entrada 26 A;
- Corriente CC máxima de corto circuito de entrada 40 A;
- Consumo propio: 5.5 W;
- Máxima eficiencia: 97.6 %;



Figura 3: Inversor utilizado, inversor trifásico Huawei SUN2000-20KTL-M3.
Fuente: Elaboración propia.

b. Instrumentación para medición

Para la adquisición de datos en campo, se empleó el registrador de calidad de energía Fluke 1736 [31]. Las características descritas de este equipo están de acuerdo con las normas utilizada como referencia:

- Frecuencia de muestreo: 170.67 muestras/ciclo;
- Precisión: $\pm 0.5\%$ de la lectura

En la Figura 4 se muestra la conexión del sistema de adquisición de datos en el punto de acoplamiento de la planta FV con la red eléctrica en el tablero de conexiones.

c. Procedimiento de medición

Se realizaron mediciones en la salida del inversor, es decir, en el punto de interconexión directa del generador FV con el tablero de distribución, bajo diferentes condiciones de radiación solar y por lo tanto de potencia generada por el inversor. Para cada escenario se recolectaron los armónicos de corriente y tensión hasta el orden 50, midiendo los indicadores THD y a partir de la corriente nominal de salida del inversor, obteniendo el TRD, conforme a las definiciones establecidas por la IEEE Std 1547-2018, la cual es aplicable específicamente en la salida del inversor, punto de referencia de aplicabilidad (RPA) y así se verifica el cumplimiento de los límites de distorsión armónica especificados por norma en el punto de conexión. Los datos recolectados se utilizaron como entrada en el software DIGSILENT PowerFactory, donde se parametrizó la fuente armónica y se replicaron las condiciones medidas en campo.

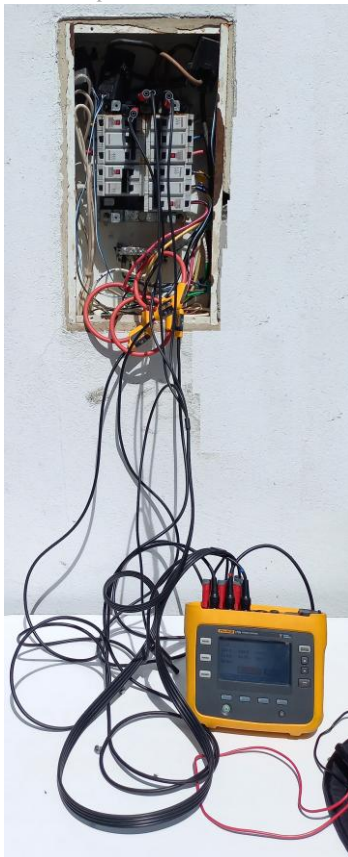


Figura 4: Conexión del sistema de adquisición de datos en el punto de entrega de energía por parte de la planta solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

d. Modelado en DigSILENT PowerFactory

El modelo de simulación en PowerFactory integró el generador FV y el inversor como una única fuente controlada, parametrizada con base en las especificaciones técnicas reales, a partir de la información y datos suministrados por la empresa Huawei. Se empleó el método de flujo de carga armónico con cálculo de distorsión “según corriente nominal”, lo que permite evaluar los indicadores armónicos respecto al valor TDD, con base en las definiciones de IEEE Std 519-2022 y la NTC 5001. Además, se verificó el cumplimiento simultáneo de los tres indicadores THD, TDD y TRD, para asegurar que el modelo reflejara con fidelidad el comportamiento normativo definido en las normas IEEE Std 519-2022, IEEE Std 1547-2018 y la NTC 5001.

e. E. Escenarios de medición y simulación

Se definieron cinco escenarios, uno bajo cuatro niveles de generación fotovoltaica entre 6.14 kW y 11.79 kW y cuatro con cargas diferentes, con un suministro constante de generación, 11.79 kW, por parte del inversor, con mediciones en los puntos de conexión del sistema para evaluar diferentes combinaciones de balance, linealidad y contenido armónico. Las condiciones de los escenarios son especificadas en la Tabla 1:

1. Carga real desbalanceada no lineal: proveniente de mediciones reales del PMML.
2. Carga balanceada lineal: sin armónicos, con FP constante.
3. Carga balanceada no lineal: con fuente armónica tipo B6 (rectificador de 6 pulsos).
4. Carga desbalanceada lineal: sin armónicos, pero con desequilibrio por fase.
5. Carga desbalanceada no lineal: con distintos perfiles de carga por fase e IHDi de hasta 4.0%.

Según lo establecido en la NTC 5001, la TDD, permite evaluar el impacto de las componentes armónicas de corriente en relación con la corriente de carga máxima del sistema (IL). Este enfoque es fundamental, ya que podrían registrarse altos niveles de THDi, durante condiciones de baja carga, sin que ello represente necesariamente un riesgo significativo para la red. En el presente estudio, el equipo de medición utilizado reporta el valor de THDi con respecto a la componente fundamental rms de corriente (I1), y no frente a la IL. Por lo tanto, para calcular correctamente la TDD, es necesario combinar el valor medido de THD con el valor correspondiente de IL. En nuestro caso, la corriente de carga de demanda máxima coincide con la corriente nominal del inversor, es decir, $IL = I_{rated}$:

$$TDD = \frac{I_1 \cdot THD}{I_{rated}} \quad (4)$$

Bajo esta condición, se cumple que $TRD = TDD$. Esta equivalencia permite aplicar los criterios de evaluación establecidos en la norma IEEE Std 1547, confirmando así el cumplimiento normativo en términos de calidad de energía en el RPA del recurso energético distribuido (DER).

Tabla 1: Características de los Escenarios de medición y simulación.

Escenario	Carga	Armónicos	Fase	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)	Factor de Potencia
1	Carga real desbalanceada no lineal	De mediciones reales en campo	A	0.25	0.13	0.88
			B	0.09	0.16	0.5
			C	0.002	0.0008	0.02
2	Carga 1, balanceada lineal (resistiva + inductiva)	Sin armónicos	A	3.5	1.5	0.92
			B	3.5	1.5	0.92
			C	3.5	1.5	0.92
3	Carga 2, balanceada no lineal	Fuente armónica tipo B6 (rectificador de 6 pulsos) con: - 5° armónico: 3.8 % - 7° armónico: 3.0 % - 11°: 2.5 % - 13°: 2.0 % - 17°: 1.5 % - 23°: 1.2 % - o 25°: 1.0 %	A	3.5	1.5	0.92
			B	3.5	1.5	0.92
			C	3.5	1.5	0.92
4	Carga 3, desbalanceada lineal	Sin armónicos	A	4.0	1.5	0.93
			B	3.0	1.2	0.93
			C	2.0	0.8	0.93
5	Carga 4, desbalanceada no lineal	Armónicos variables en las fases, cargas realistas, representativos de rectificadores trifásicos desbalanceados, computadoras, o luminarias LED industriales. Con valores de IHDi de hasta 4.5%	A	4.0	1.5	0.94
			B	3.5	1.0	0.96
			C	2.5	0.8	0.95

Fuente: Elaboración propia.

Para aplicar la Tabla 2 de la norma IEEE Std 519-2022, es necesario conocer la relación ISC / IL , donde:

ISC = Corriente de cortocircuito trifásico simétrico disponible en el PCC, calculado o medido.

IL = Corriente de carga máxima promedio (corriente nominal en este estudio)

Usando la potencia total del sistema ($FV + carga$), reflejada en el lado de AT:

$$S_{total} = P_{FV} + P_{carga} \approx 20 kW + 10 kW = 30 kW$$

Si el transformador es el único limitante de cortocircuito, entonces la corriente nominal, en el lado de baja tensión se calcula como:

$$I_{nom} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} \times 13200} \approx 1.31 A$$

Luego, usando la impedancia del transformador ($Z\%$), típica de 6%, se estima ISC como:

$$I_{SC} = \frac{I_{nom}}{Z\%} = \frac{1.31}{0.06} \approx 21.86 A$$

Obteniendo la relación

$$\frac{I_{SC}}{I_L} = \frac{21.86}{1.31} \approx 16.69$$

Según IEEE 519-2022, este valor cae en la categoría, de $ISC/IL < 20$, según lo indicado en la Tabla 2:

Tabla 2: Límites de distorsión de corriente para sistemas con una tensión nominal entre 120 V y 69 kV.

I_{SC}/I_L	$2 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4.0 %	2.0 %	1.5 %	0.6 %	0.3 %	5.0 %

Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [6].

En la Figura 5, se muestra el diagrama del sistema eléctrico en estudio, utilizado en las simulaciones en el software DiGSILENT PowerFactory, en donde se aprecian las diferentes cargas utilizadas en los escenarios de simulación. Este enfoque doble (medición en el RPA y simulación en el PCC) permitió aplicar coherentemente la IEEE Std 1547-2018 en el RPA y la IEEE Std 519-2022 junto con la NTC 5001, para el análisis armónico en el PCC, asegurando una visión integral del impacto.

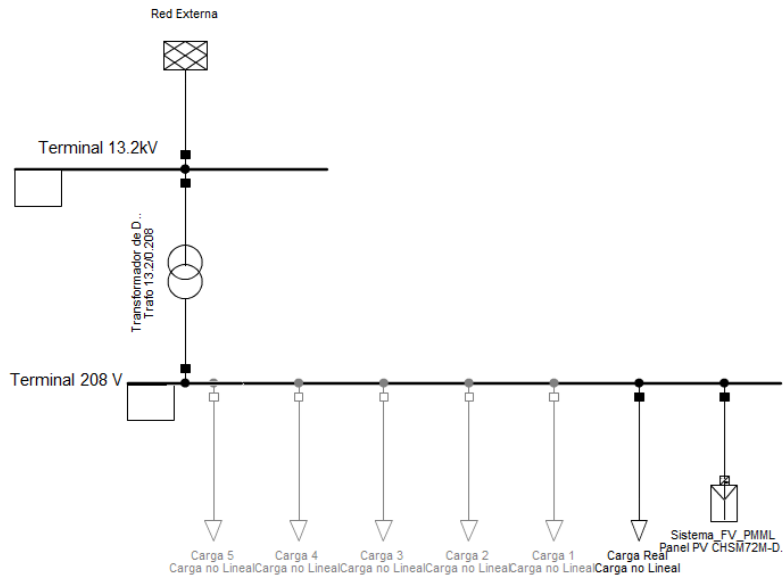


Figura 5: Diagrama del sistema eléctrico, en el software DiGSILENT PowerFactory.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

IV. RESULTADOS, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Se presentan los resultados del estudio, organizados según los cinco escenarios definidos en la Metodología (Escenarios 1 a 5). Se analizan comparativamente las mediciones de campo en el RPA y las simulaciones en DiGSILENT PowerFactory en el PCC. Para cada escenario, se discuten los resultados correspondientes, destacando los hallazgos clave, la variación de los indicadores armónicos –THD, TDD y TRD– y el cumplimiento con los criterios de las normas IEEE Std 1547-2018, IEEE Std 519-2022 y NTC 5001. Los resultados obtenidos permiten validar la viabilidad técnica de la integración del sistema FV en el entorno académico del PMML, al mantenerse los niveles armónicos dentro de límites normativos en la mayoría de casos. A continuación, se detalla el comportamiento en cada escenario.

a. Escenario 1: Carga real desbalanceada no lineal (mediciones de campo y caso base de simulación)

Este escenario corresponde a las condiciones reales medidas en la planta FV del PMML, con la planta operando e inyectando potencia a la red bajo una carga local altamente desbalanceada y de naturaleza no lineal (equipos informáticos, iluminación, etc.). En campo se realizaron mediciones en el RPA durante cuatro rangos de potencia generada, asociados a diferentes niveles de irradiación solar.

Se determinaron los resultados para el Caso 1, potencia de salida del inversor ≈ 11.79 kW, cercano al pico de generación: la Figura 6a) muestra el contenido armónico de la corriente trifásica de salida del inversor, conectado al tablero principal de distribución, evidenciando componentes de baja magnitud, menores al 3% de la fundamental, concentrados en los armónicos 5°, 7° y 11°. La Figura 6b) indica que la distorsión de tensión de línea es muy baja en la salida del inversor, armónicos de voltaje inferiores al 1% de la fundamental en la mayoría de órdenes. Estos resultados iniciales muestran que, aun con una carga desbalanceada y electrónica, el inversor FV inyecta corrientes con THD moderado ($\sim 2\%$ en promedio) y provoca una THD de tensión despreciable ($< 1.5\%$), cumpliendo holgadamente con el límite de 5% exigido por la NTC 5001 para tensión [8].

Adicionalmente, se calculó la TRD de corriente para cada fase a partir de las mediciones, para todos los casos, tomando como corriente nominal de referencia del inversor, $I_{rated} = 57.77$ A. Estos resultados son mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3: Valores de TRD calculados para los casos del escenario 1.

Salida de Potencia del Inversor (W)		Armónico de Corriente		
		A	B	C
Caso 1: 11.79 kW	THD	1.9	1.6	1.6
	II (A)	29.77	30.08	29.94
	TRD	0.9791	0.8331	0.8292
Caso 2: 10.54 kW	THD	2.3	2	1.8
	II (A)	27.19	27.36	28.1
	TRD	1.0825	0.9472	0.8755
Caso 3: 8.31 kW	THD	3.1	1.7	1.6
	II (A)	22.11	22.04	22.29
	TRD	1.1865	0.6486	0.6173
Caso 4: 6.14 kW	THD	3.5	3.1	3.4
	II (A)	16.55	16.72	16.64
	TRD	1.0027	0.8972	0.9793

Fuente: Elaboración propia.

En el Caso 1, los valores de TRD resultantes de la Tabla 3, fueron del orden de 0,83–0,98% por fase, muy inferiores al valor típico de referencia de 5% indicado en IEEE 1547. Esto confirma que la inyección armónica del inversor, referida a su capacidad nominal, es mínima en condiciones de alta generación.

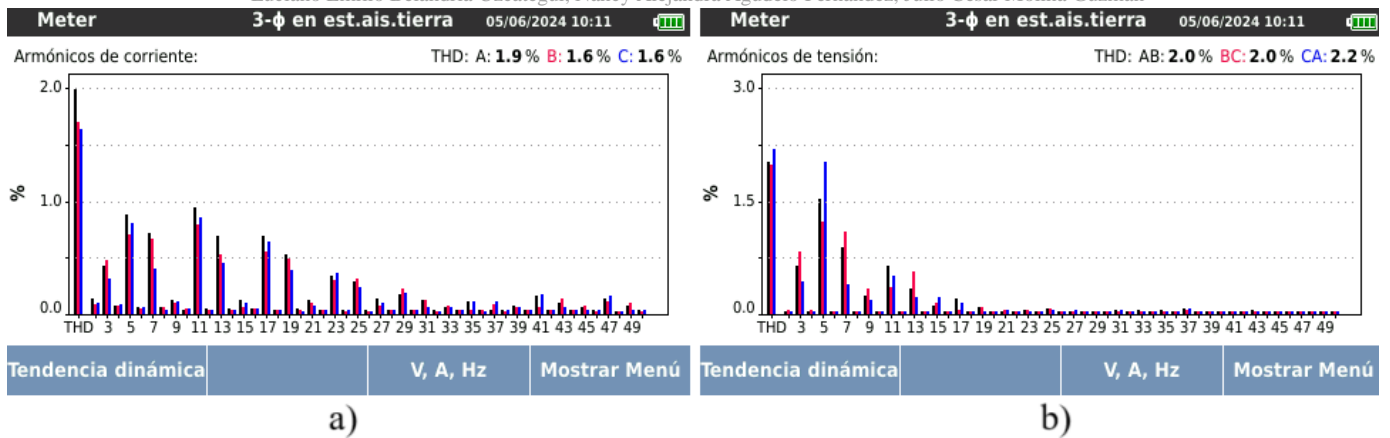


Figura 6: Espectro de armónicos Caso 1:11.79 kW a) de corriente, b) de tensión.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [31].

A medida que disminuyó la potencia generada, se observaron ligeros incrementos en la distorsión relativa de corriente. En efecto, en las Figuras 7 a 9, se presentan los espectros de armónicos de corriente y espectros de tensión, para cada nivel de generación decreciente, para el Caso 2: 10,54 kW, Caso 3: 8,31 kW y Caso 4: 6,14 kW, respectivamente. Se aprecia que al reducirse la corriente fundamental aportada por el inversor, los armónicos –principalmente 5° y 7°– se mantienen en magnitud absoluta similar, resultando en un THD de corriente ligeramente mayor en porcentaje.

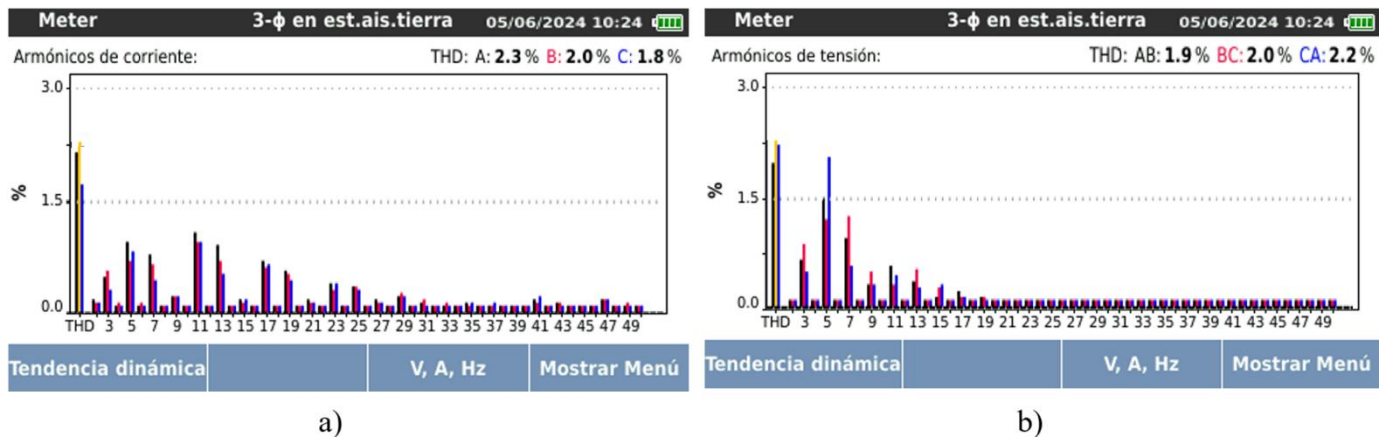


Figura 7: Espectro de armónicos Caso 2:10,54 kW a) de corriente, b) de tensión.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [31].

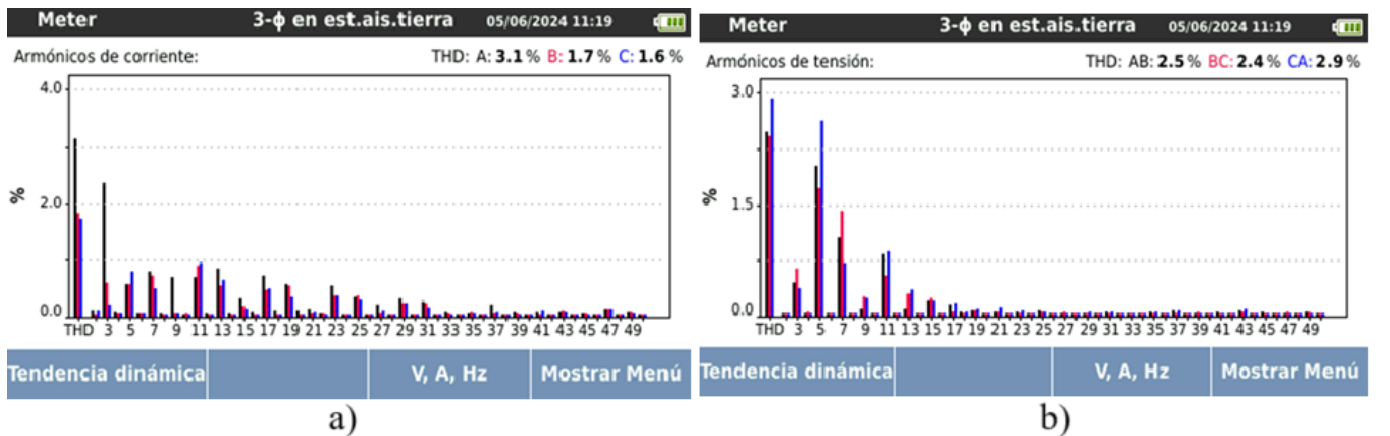


Figura 8: Espectro de armónicos Caso 3: 8,31 kW a) de corriente, b) de tensión.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [31].

Por ejemplo, para la menor generación Caso 4, en la Figura 9 a), el espectro de corriente revela un THD de ~3–4% (vs. ~2% en Caso 1), coherente con el aumento de distorsión relativa bajo carga baja. Esto se refleja también en la Tabla 3 donde el THD de fase A pasa de 1,9% (Caso 1) a 3,5% (Caso 4), y la correspondiente TRD de fase A aumenta de ~0,98% a ~1,0%. Pese a este incremento, los valores de TRD en todos los casos medidos permanecen por debajo de ~1,2%, cumpliendo ampliamente el criterio de IEEE 1547-2018 que usualmente limita la distorsión total de corriente del DER a 5% de su corriente nominal.

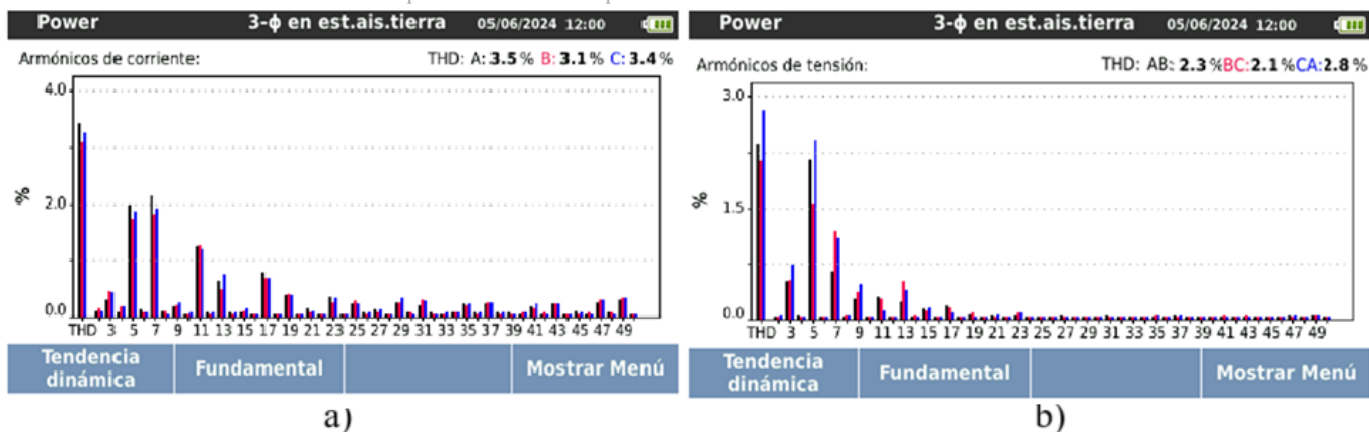


Figura 9: Espectro de armónicos Caso 4: 6,14 kW a) de corriente, b) de tensión.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [31].

En cuanto a la THD de tensión de salida del inversor, incluso en el peor caso (Caso 4) se midieron valores máximos de ~2,8%, fase CA, Figura 9 b), nivel que sigue estando por debajo del límite de 5% fijado por NTC 5001 y IEEE 519-2022 para buses de distribución en baja tensión. Esto indica que, aunque la planta FV introduce armónicos de corriente en la instalación local, no degrada significativamente la forma de la señal eléctrica de tensión en el punto de interconexión, gracias a la baja impedancia de la red que absorbe dichas corrientes armónicas sin exceder los límites permisibles de distorsión en tensión. Se concluye entonces del Escenario 1, que la planta FV operando contra la carga real del laboratorio mantiene la calidad de energía dentro de estándares aceptables, validando experimentalmente la factibilidad de su conexión. Estos hallazgos iniciales son especialmente relevantes en el contexto académico, ya que demuestran in situ que un sistema FV bien dimensionado puede coexistir con cargas electrónicas sensibles sin comprometer la calidad de la red interna de la universidad.

Con el fin de extrapolar estos resultados de campo al PCC de la red de distribución, se procedió a simular el Caso 1, en el software DIGSILENT PowerFactory, modelando el sistema FV completo (módulos + inversor) como una fuente controlada inyectando 11.79 kW. Para asegurar la fidelidad del modelo, se incorporó en la simulación el espectro armónico medido “Fuente armónica Fluke 11.79 kW” del inversor, tal como se muestra en la Figura 10. Se selecciona el método de cálculo “según corriente nominal” en el flujo de carga armónico de PowerFactory. Esta configuración hace que el software normalice la distorsión respecto de Irated, reportando el THD de corriente de salida equivalente al TDD (y numéricamente cercano al TRD definido en IEEE 1547). Es decir, en la simulación se homologa el criterio de evaluación del inversor al utilizado en la medición (TRD), facilitando la comparación normativa. Con el modelo calibrado, se obtuvieron las formas de onda y espectros de corriente tanto en la carga local como en el PCC de media tensión para el escenario real.

Nombre Fluke 11.79 kW

Tipo de Fuentes de Armónicos

- Balanceada, Fase Correcta
- Desbalanceada, Fase Correcta
- IEC 61000 reconfigurar para BDEW/VD

Armónicos:

	Orden del Armónico	la_h/la_1 %	lb_h/lb_1 %	lc_h/lc_1 %	fiA_h-h*fiA_1 dea
1	2	0,144	0,09	0,1107	0,
2	3	0,4252	0,4844	0,3183	180,
3	4	0,079	0,083	0,0969	0,
4	5	0,883	0,7059	0,8097	180,
5	6	0,0662	0,0554	0,0692	0,
6	7	0,7199	0,6713	0,4083	180,
7	8	0,0664	0,0623	0,0415	0,
8	9	0,1319	0,1038	0,1176	180,
9	10	0,0405	0,0554	0,0554	0,
10	11	0,9492	0,7958	0,8651	180,
11	12	0,0539	0,0415	0,0415	0,

Figura 10: Grupo de armónicos para la configuración del inversor fotovoltaico en DIGSILENT PowerFactory.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

La Figura 11 a), confirma que la corriente inyectada por el inversor en la simulación presenta un perfil muy similar al medido, Tabla 3, con picos de ~47 A y valor eficaz ~33 A por fase. El espectro de dicha corriente en la Figura 11 b), muestra un TDD del orden de 1,0–1,1% (coincidente con el TDD/TRD configurado), validando que el inversor modelado cumple con las mismas condiciones armónicas medidas.

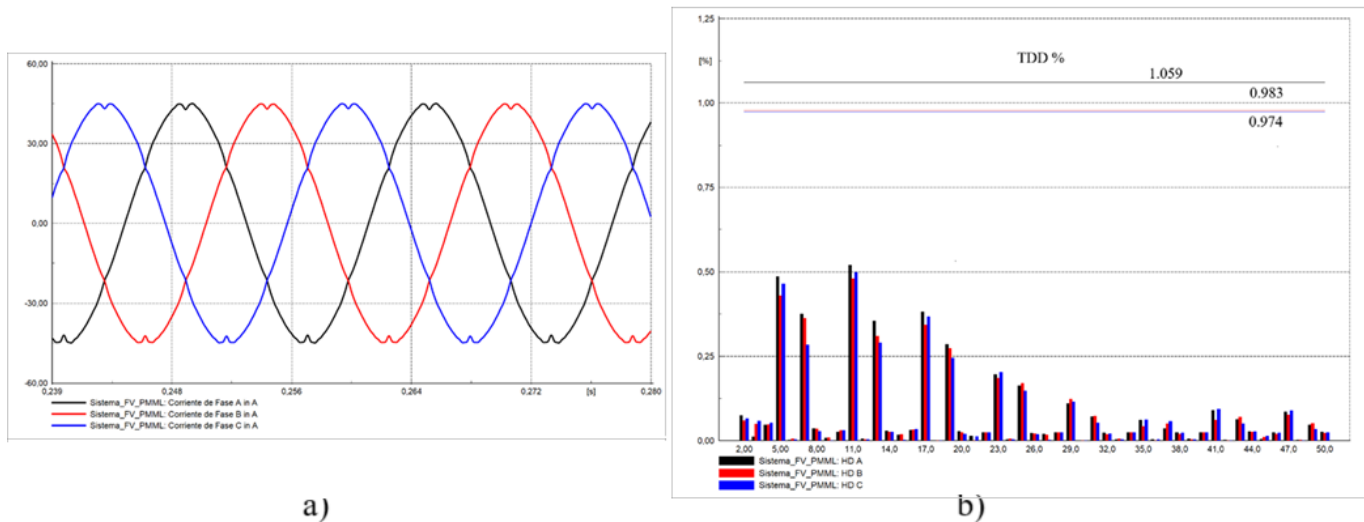


Figura 11: Forma de onda de la corriente del inversor fotovoltaico, 11.79 kW a) Medido b) Simulado. Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

Seguidamente, la atención se centra en la corriente de carga local y la corriente en el PCC, para evaluar el desempeño armónico global en el sistema real. La Figura 12 a), muestra la corriente consumida por la carga desbalanceada medida en el PMML, se evidencia una forma de onda altamente distorsionada en fases A y B, con amplitud muy baja ($\approx 2-3$ A RMS) debido a que la mayor parte de la generación FV se exporta a la red. El espectro de esta corriente de carga se presenta en la Figura 12 b), donde los armónicos se expresan en función de IL (criterio IEEE 519). Se observa que los armónicos de corriente de la carga real, alcanzan valores elevados en porcentaje debido a la baja magnitud de la fundamental en las fases A y B; por ejemplo, el 5° armónico supera el 50% de IL en fase A. Sin embargo, esto no implica un riesgo severo para la red, ya que la corriente absoluta es pequeña. De hecho, al considerar el sistema completo, la corriente que llega al PCC es la suma fasorial de la aportada por el inversor menos la absorbida por la carga local. Dado que en este escenario la generación FV excede con creces la carga, el PCC ve esencialmente una corriente de inyección hacia la red.

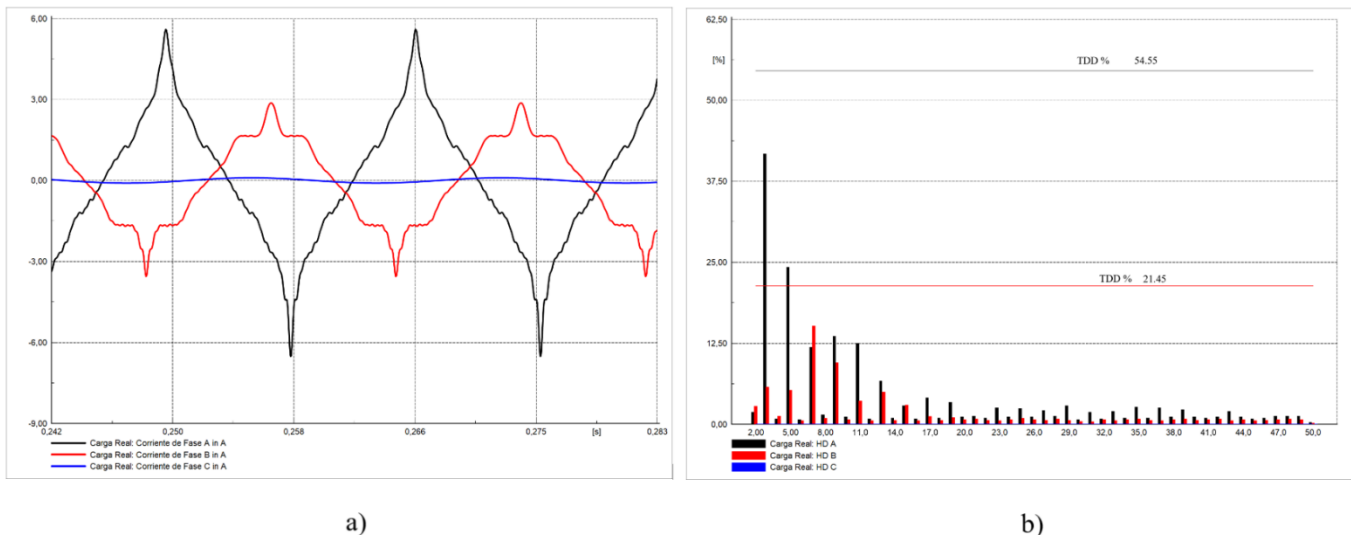


Figura 12: Corriente trifásica en la carga, caso: Carga Real a) Forma de onda b) Espectro de armónicos. Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

Se obtiene la simulación de la forma de onda y el espectro de la corriente en el PCC, para este caso, en términos de TDD. La Figura 13 a), indica que la corriente es casi sinusoidal, aproximadamente 0,5 A RMS por fase, correspondiente a ~11 kW exportados. El espectro de corriente en el PCC, en la Figura 13 b) revela niveles de distorsión muy bajos: el TDD equivalente ~0,77%. Estos valores se encuentran muy por debajo de los límites de IEEE 519-2022 para sistemas de distribución. El sistema en estudio entra en la categoría más restrictiva (ISC/IL <20), por lo que la IEEE 519-2022, permite hasta 5% de TDD para instalaciones de generación distribuida, por lo que el ~0,8% obtenido es insignificante.

La Figura 14 resume gráficamente el cumplimiento de la norma, en ella se comparan las componentes armónicas medidas en el PCC con los valores máximos permisibles de la norma para la clase de tensión correspondiente. Ningún armónico individual ni la TDD total exceden los límites; el más significativo es el 5° armónico, cuya magnitud ($\approx 0,3$ A en PCC) representa apenas un 1–2% del valor de referencia, muy por debajo del 4% permitido. En síntesis, el análisis del Escenario 1 demuestra que la planta FV bajo condiciones reales (carga desbalanceada del campus universitario) introduce contenido armónico a la red sin violar los criterios de calidad.

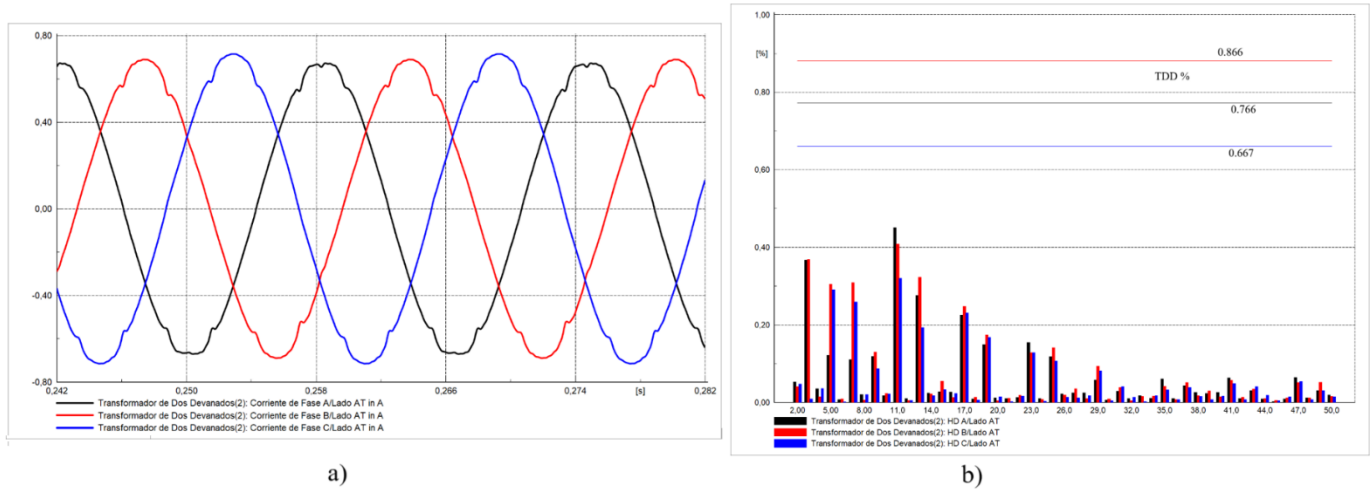


Figura 13: Corriente en el PCC del lado de alta tensión, caso: Carga Real a) Forma de onda b) Espectro de armónicos.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

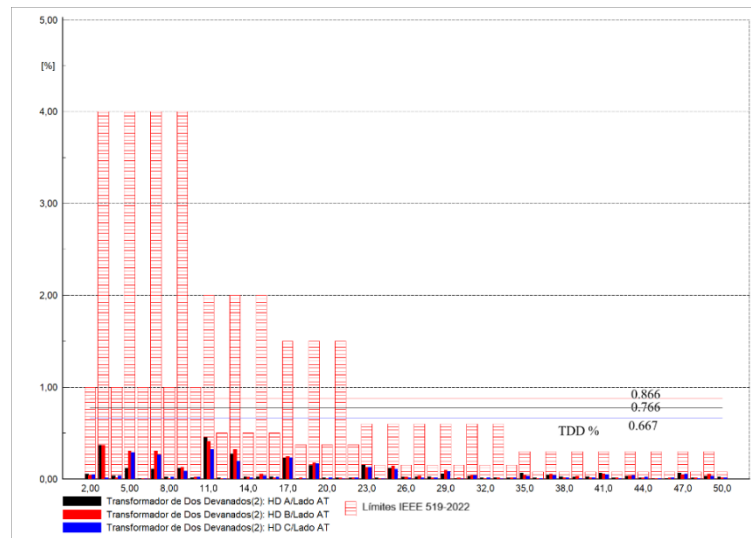


Figura 14: Niveles de distorsión armónica de corriente vs límites IEEE 519-2022 en PCC (Carga Real).
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

b. Escenario 2: Carga 1, balanceada lineal (50% carga nominal, FP constante 0,92, sin armónicos)

En este Escenario, se evalúa el caso ideal de una carga equilibrada y puramente lineal, distribuida simétricamente en las tres fases. Esta condición representa una situación de red muy favorable (ausencia total de armónicos de carga), sirviendo como referencia para contrastar con los demás escenarios. En la simulación, cada fase consume aproximadamente 3,5 kW de potencia activa y 1,5 kVAR de reactivos, con factor de potencia 0,92 inductivo constante, sumando ~10,5 kW trifásicos, valor algo por encima de la mitad de la potencia que nominal del inversor, de modo que parte de la generación FV se inyecta a la red.

Bajo estas condiciones, la Figura 15 confirma que las corrientes de carga resultante son sinusoidales en cada fase, de igual magnitud (~32 A RMS) y desfasadas 120°, sin distorsión visible. En consecuencia, el contenido armónico es nulo. La simulación arroja cero contenido armónico de corriente en el lado de carga. Por su parte, la corriente entregada por el inversor en este escenario sigue conteniendo el pequeño porcentaje de armónicos propios del equipo (según el modelo calibrado del Escenario 1), por lo que, la distorsión observada en el sistema proviene únicamente de este equipo.

En el PCC, la corriente obtenida corresponde a la resta entre la corriente del inversor y la de la carga (parte de la generación supre la carga local y el resto se exporta). Dado que la carga consume ~10,5 kW de los ~11,79 kW generados, la corriente en el PCC es relativamente pequeña (~0,21 A RMS por fase, exportando apenas ~1,3 kW a la red). La Figura 16 a) muestra una señal de la corriente en el PCC prácticamente sinusoidal, aunque de muy baja amplitud, consistente con una inyección residual de potencia. El espectro correspondiente, en la Figura 16 b) evidencia niveles de armónicos reducidos, se registra un TDD asociado de ~0,7%, porque se normaliza a la corriente de demanda mayor del periodo, indicando nuevamente que en términos absolutos la distorsión es despreciable. La Figura 17 corrobora que todas las componentes armónicas están muy por debajo de los límites de la norma para 13,2 kV, el 11° armónico, el mayor, equivale a menos del 0,4% frente al 2% permitido para la relación ISC/IL del estudio.

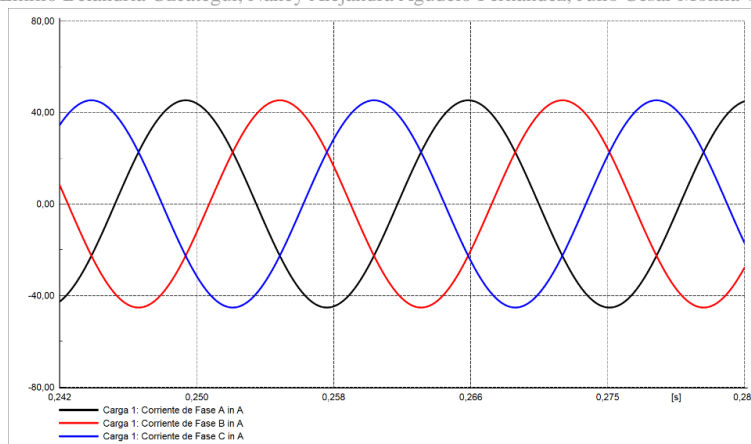


Figura 15: Forma de onda de la corriente trifásica en la carga, caso: Carga 1. Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

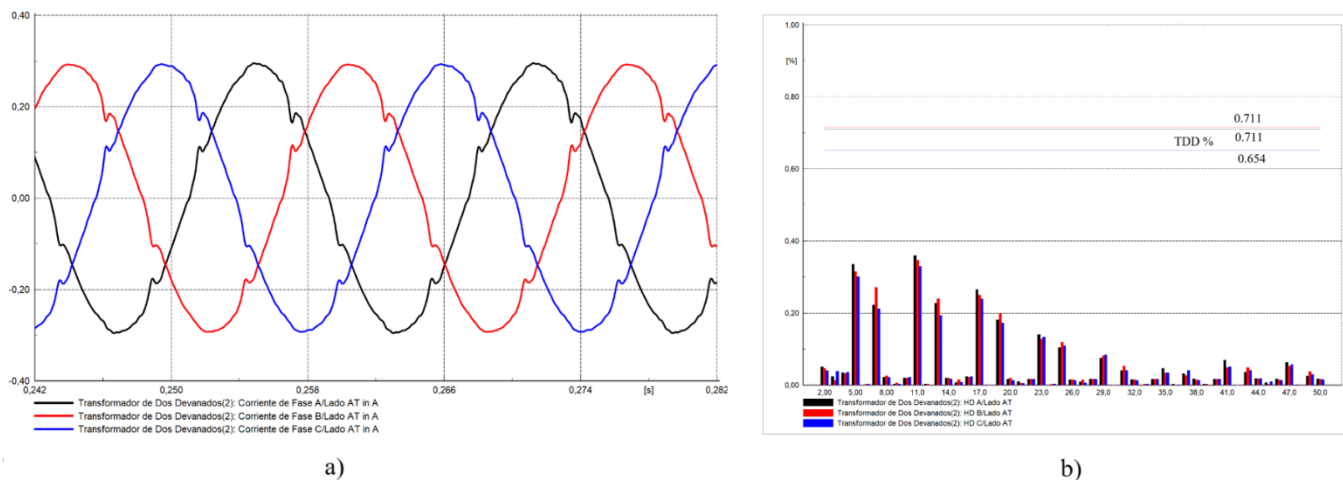


Figura 16: Corriente en el PCC del lado de alta tensión, caso: Carga 1 a) Forma de onda b) Espectro de armónicos Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

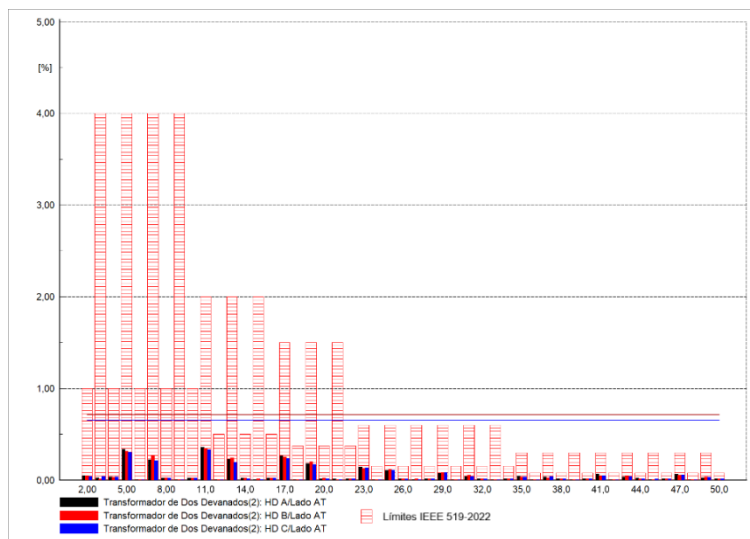


Figura 17: Niveles de distorsión armónica de corriente vs límites IEEE 519-2022 en PCC (Carga 1). Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

En síntesis, el Escenario 2 representa un caso base ideal en el cual el sistema FV opera en un entorno sin distorsiones de carga, resultando en niveles de armónicos muy bajos en el PCC. Este resultado era previsible, pero sirve para confirmar que el modelo del inversor por sí solo no induce violaciones normativas, aun con la totalidad de la generación inyectándose a la red, la TDD de corriente se mantuvo <1%, cumpliendo holgadamente la IEEE 519 y la NTC 5001. Así, este escenario establece la línea base para cuantificar cuánto empeoran los indicadores armónicos cuando se introducen cargas no lineales o desequilibrios en los siguientes casos.

c. Escenario 3: Carga 2, balanceada no lineal (tipo rectificador 6 pulsos)

En el Escenario 3 se introduce distorsión armónica de corriente mediante una carga trifásica balanceada que combina el mismo nivel de potencia base del caso anterior con elementos no lineales. Se modela una carga de 3,5 kW + 1,5 kVAr por fase, igual al Escenario 2, pero incorporando una fuente armónica tipo B6, que genera corrientes armónicas predefinidas, estos valores corresponden a un espectro típico de un rectificador trifásico de 6 pulsos con carga mixta. La Tabla 1, en la metodología resume estos armónicos inyectados. Como resultado, la corriente de carga en este escenario presenta un perfil simétrico pero distorsionado.

La Figura 18a) muestra la forma de onda resultante, aunque las tres fases mantienen igual amplitud (~37 A RMS) y están equilibradas en magnitud fundamental, se observan pequeñas deformaciones periódicas en la señal correspondientes a los armónicos introducidos, notablemente, ligeras “muescas” producto del 5º y 7º armónico. El espectro de corriente de carga de la Figura 18b) cuantifica dicha deformación, el TDD de corriente por fase resultó ~6,3%, dominado por los armónicos de 5º y 7º orden. Estos valores de distorsión en la carga son aún moderados y reflejan un escenario realista de cargas no lineales típicas, por ejemplo, bancos de rectificadores o variadores trifásicos operando en paralelo con cargas lineales. Desde la perspectiva del inversor FV, este continuará entregando ~11.8 kW, de los cuales ~10.5 kW se consumen localmente y el excedente ~1.3 kW se exporta. La presencia de armónicos de carga provoca que una porción de la corriente del inversor se destine a alimentar esas componentes armónicas, mientras que el resto se reparte entre la carga fundamental y la exportación. En términos de calidad, interesa verificar cómo esta condición afecta la corriente en el PCC. Dado que la carga es equilibrada, se espera que la cancelación trifásica de ciertos armónicos y la atenuación por el transformador mitiguen en parte la distorsión hacia la red.

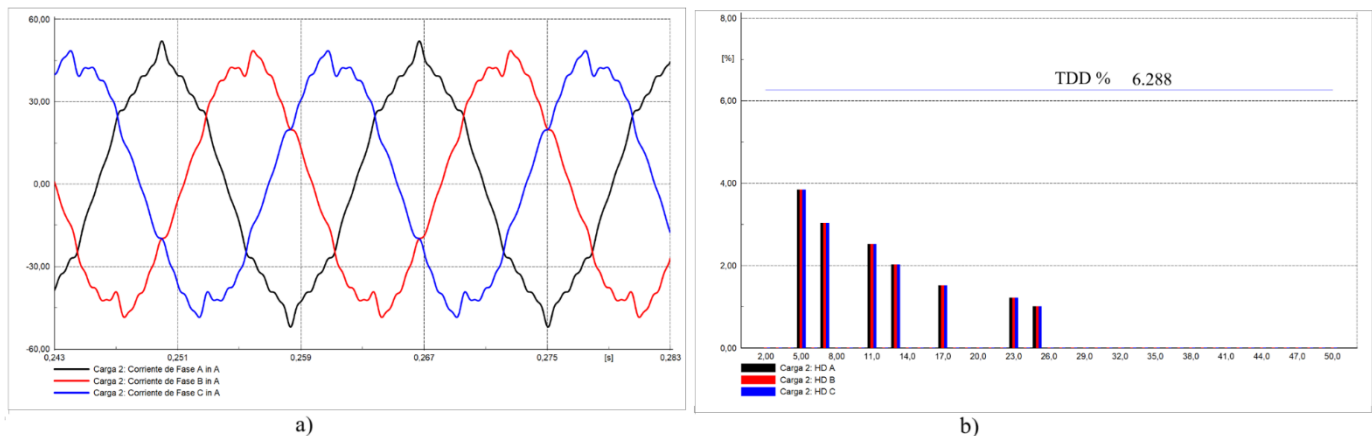


Figura 18: Corriente trifásica en la carga, caso: Carga 2 a) Forma de onda b) Espectro de armónicos.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

La Figura 19a) indica que la corriente en 13,2 kV aún es prácticamente sinusoidal, con ligeras distorsiones apenas perceptibles debido a los armónicos de la carga. El espectro de esta corriente en el PCC, en términos de TDD se presenta en la Figura 19b). Se observa que los resultados muestran TDD ≈1,47% en fase A y ≈1,6% en fases B y C. Estos valores siguen estando muy por debajo del 5% máximo de IEEE 519-2022 para generación distribuida, evidenciando que el sistema FV más la carga no lineal balanceada cumplen con holgura los límites normativos en el PCC.

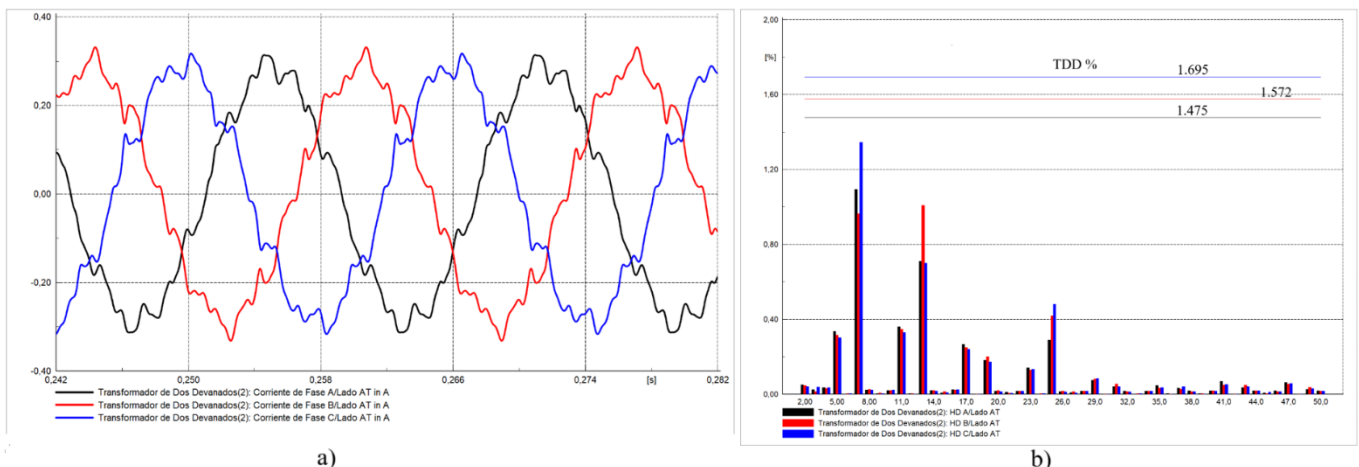


Figura 19: Corriente en el PCC del lado de alta tensión, caso: Carga 2 a) Forma de onda b) Espectro de armónicos.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

La Figura 20 confirma que ninguna componente excede los límites individuales, por ejemplo, para el armónico más alto, el 7º armónico medido equivale a ~1,5% TDD contra 2% permitido para este rango ISC/IL < 20, y contra 5% requerido para el DER. En síntesis, el Escenario 3 demuestra que una carga no lineal trifásica típica genera distorsiones de corriente apreciables localmente, pero el impacto en el punto de acoplamiento con la red es atenuado y permanece dentro de niveles aceptables. Comparando con el Escenario 2, la TDD en PCC aumentó ligeramente (de ~0,7% a ~1,6%) debido a los armónicos de carga, pero se mantiene muy baja en términos absolutos. Esto sugiere que en instalaciones con penetración FV y cargas industriales balanceadas, la interacción armónica puede manejarse sin necesidad de filtrado adicional, siempre que las distorsiones de carga estén en rangos típicos.

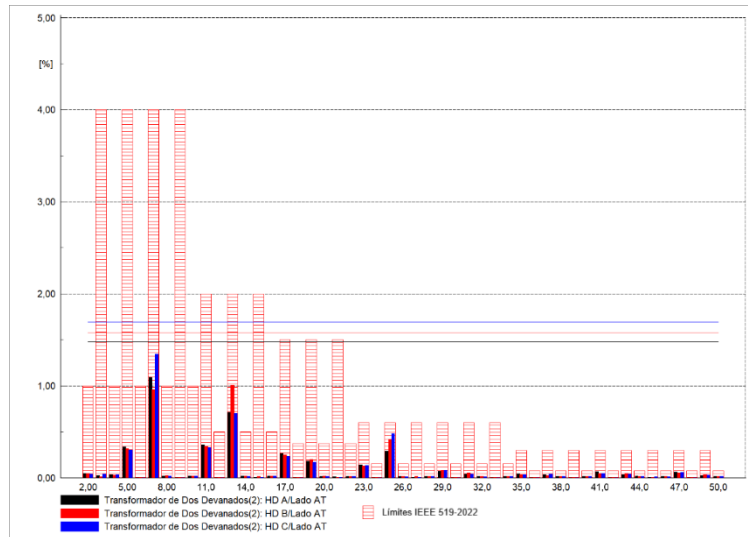


Figura 20: Niveles de distorsión armónica de corriente vs límites IEEE 519-2022 en PCC (Carga 2).
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

d. Escenario 4: Carga 3, desbalanceada lineal (diferente carga por fase, sin componentes armónicas)

Se analiza una condición de carga desequilibrada puramente sinusoidal. Asignando distintas potencias a cada fase manteniendo un factor de potencia uniforme, como se muestra en la Tabla 1. Esto produce un marcado desbalance de corrientes fundamentales, no se añadieron fuentes armónicas de carga, de modo que cualquier distorsión en corriente provendrá únicamente del inversor FV y de la asimetría atravesando el transformador. La Figura 21, ilustra las corrientes de fase consumidas, se nota claramente la diferencia de amplitudes entre fases (A>C), aunque las ondas permanecen senoidales puras en cada una (THD = 0%). El inversor continúa generando ~11.8 kW equilibradamente, por lo que después de abastecer la demanda diferencial de cada fase, habrá nuevamente exportación de excedente a la red (principalmente por la fase más aliviada). En este escenario, la fase A entrega la mayor parte de potencia a carga local, mientras que la fase C casi no tiene carga y exporta la mayor fracción de la generación hacia el sistema. Esto puede provocar cierta asimetría en la corriente de neutro o desequilibrio en el flujo hacia el PCC. Sin embargo, armónicamente no hay inyecciones de carga, por lo que solo los armónicos intrínsecos del inversor están presentes.

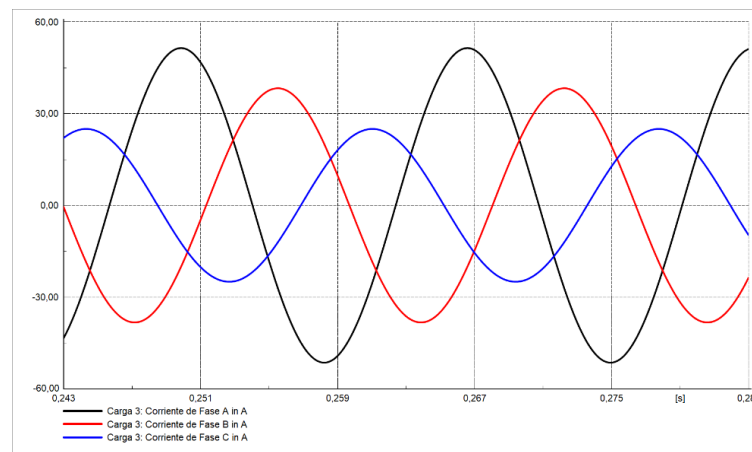


Figura 21: Forma de onda de la corriente trifásica en la carga, caso: Carga 3.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

La Figura 22a) muestra las corrientes en el PCC. Se observa un ligero desbalance en las amplitudes de las ondas (en concordancia con el mayor flujo por fase C, proveniente del inversor), pero las tres señales siguen siendo casi senoidales. El espectro de corriente en PCC en la Figura 22b) revela que la distorsión total de corriente en el PCC permanece baja, aunque ligeramente superior que en el caso balanceado. Los TDD correspondientes son ~0,65–0,71% por fase, valores muy reducidos. En concreto, la fase A (la de mayor carga en BT, menor exportación) muestra TDD ~0,705%, mientras fase C (menor carga, mayor exportación) tiene TDD ~0,645%, esta inversión se debe a que la normalización de TDD considera la corriente de demanda máxima I_L por fase, que en la simulación se tomó consistentemente alrededor de 83 A para el cálculo, representando la corriente de referencia del 100% de carga. Ninguno de estos indicadores supone incumplimiento: incluso con desbalance, la TDD trifásica en PCC es inferior al 1%, indicando que el aporte armónico global del inversor + red desbalanceada es insignificante frente a los límites. La Figura 23 confirma que todas las componentes armónicas de corriente permanecen muy por debajo de los límites admisibles.

El Escenario 4 demuestra que un fuerte desbalance de carga por sí solo no provoca problemas de armónicos en presencia de la planta FV; la calidad de corriente en el PCC sigue siendo buena (TDD ≈0,7%), y aunque existirán corrientes de secuencia negativa circulando, el inversor y el sistema las manejan sin inducir distorsiones adicionales.

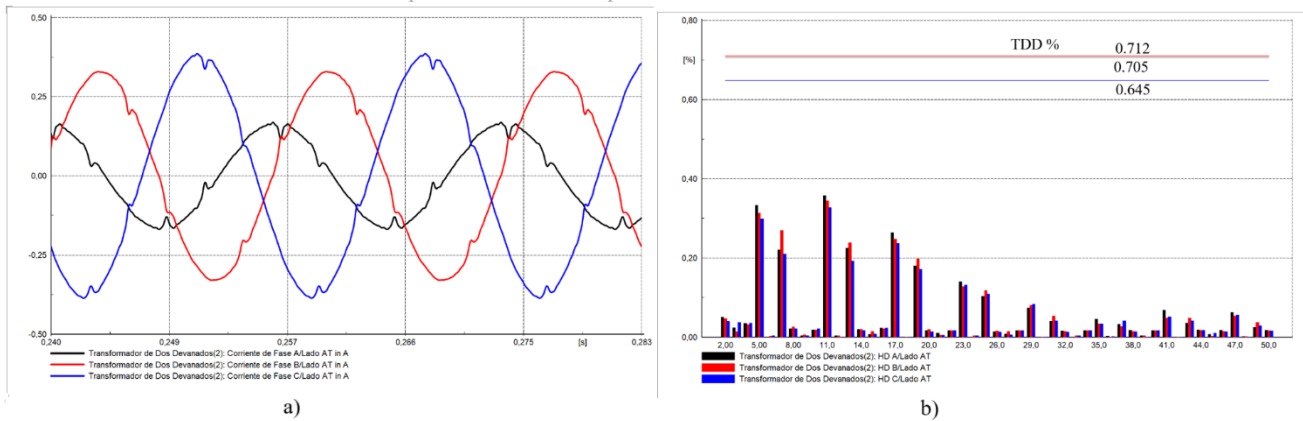


Figura 22: Corriente en el PCC del lado de alta tensión, caso: Carga 3 a) Forma de onda b) Espectro de armónicos.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

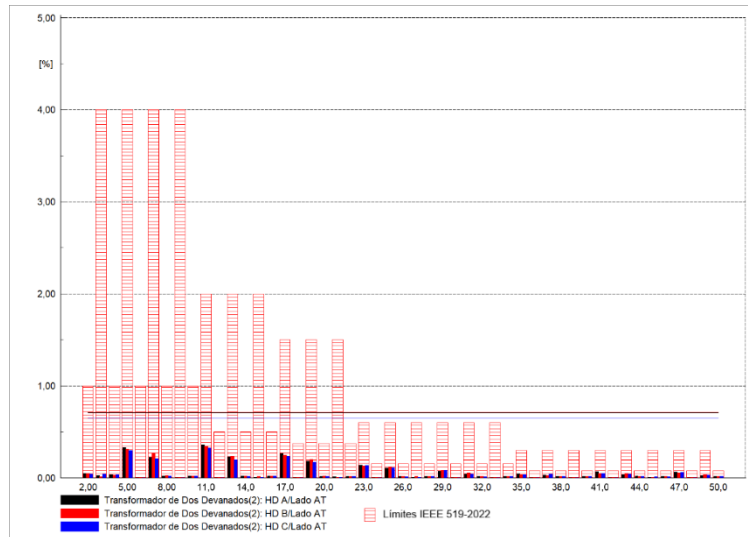


Figura 23: Niveles de distorsión armónica de corriente vs límites IEEE 519-2022 en PCC (Carga 3).
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

e. Escenario 5: Carga 4, desbalanceada no lineal (perfil mixto con armónicos hasta 4%)

El Escenario 5 representa una condición más exigente, con desbalance de carga y contenido armónico significativo en las corrientes de consumo. Cada fase se configuró con un nivel de carga diferente y además con inyección de armónicos de distinta magnitud por fase, simulando un caso de cargas monofásicas no lineales distribuidas desigualmente. Los armónicos inyectados abarcaron los rangos 2°–50° armónicos por fase, representativos de cargas electrónicas típicas (rectificadores monofásicos en diferentes proporciones, computadores, iluminación LED industrial, etc.). Este caso es útil para evaluar una situación extrema: una instalación mal compensada, con electrónica dispersa, y verificar cómo afecta el cumplimiento global incluso cuando el inversor individualmente cumple con su norma. En la simulación, la planta FV sigue entregando ~11.79 kW totales. La presencia de múltiples armónicos y desbalance hace que la interacción entre fases sea compleja: algunos armónicos pueden cancelarse parcialmente en el neutro o en el lado de alta, mientras que otros se suman.

La Figura 24 a), evidencia una forma de onda altamente distorsionada en cada fase, con amplitudes diferentes. La fase A muestra la mayor corriente ~35,5 A RMS y presenta deformaciones notorias, la fase B ~30,3 A RMS con distorsiones visibles, y fase C ~21,9 A RMS con menor nivel de deformación relativa. Los espectros de corriente de carga en la Figura 24 b), cuantifican estas distorsiones: la fase A alcanza un TDD ≈8,60%, la fase B TDD ≈8,00% y la fase C TDD ≈4,70%. Estos valores de TDD en la carga por fase, se encuentran por encima de las recomendaciones de IEEE 519-2022 para cargas individuales, típicamente, para cargas con ISC/IL < 20, que para generación se sugiere no superar 5%. Es destacable que las fases A y B exceden ligeramente ese 5%, lo que implicaría que, si esas cargas estuvieran conectadas directamente al PCC sin mitigación, no cumplirían el criterio estricto de DER. Sin embargo, en nuestro caso, la planta FV se comporta parcialmente como filtro y proveedor de armónicos, y la red de MT absorbe el resto.

Al observar el PCC, en la Figura 25 a), se comprueba que la distorsión global sigue bajo control, con las corrientes de menor amplitud (~0,15–0,24 A RMS por fase) pero con deformaciones más apreciables en la fase de mayor contribución (fase C en este caso, que exporta más). Los espectros en el PCC, en la Figura 25 b) revelan que la fase A (que tenía mayor armónico en BT) ahora exhibe su TDD de solo ~2,36%; la fase B con TDD ~2,31% y la fase C con TDD ~1,54%. Las TDD por fase en el PCC quedan en torno al 2%, todas por debajo del 5% límite.

La Figura 26, comprueba el cumplimiento, aun en este escenario extremo, ningún armónico de corriente en 13,2 kV supera los valores normativos. Por ejemplo, el 7° armónico en fase A equivale a ~1,4% TDD (frente al 4% permisible para DER), y los armónicos superiores están todos por debajo de ~1,0% TDD. Esto indica que el sistema combinado inversor + red diluye eficazmente el efecto de cargas muy sucias, actuando el inversor en parte como proveedor local de las corrientes armónicas de carga (lo que reduce la propagación de estas a la red).

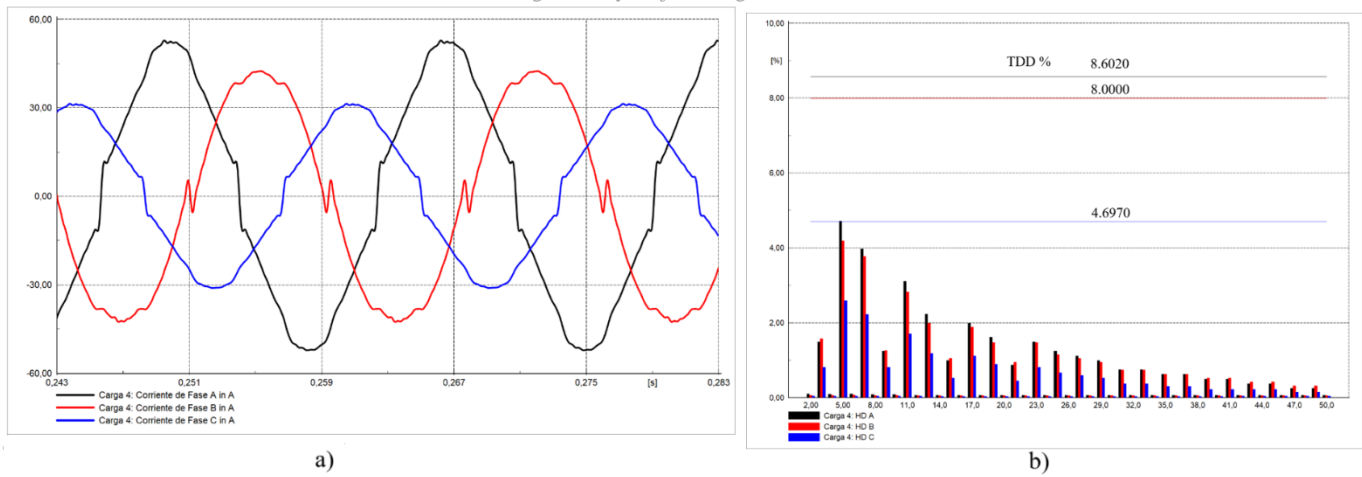


Figura 24: Corriente trifásica en la carga, caso: Carga 4 a) Forma de onda b) Espectro de armónicos.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

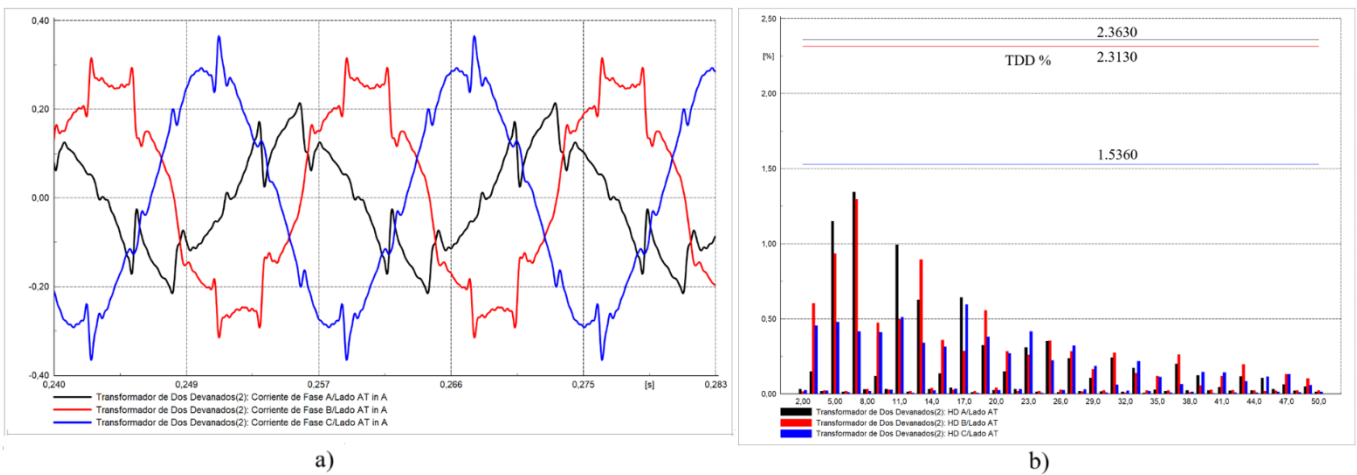


Figura 25: Corriente en el PCC del lado de alta tensión, caso: Carga 4 a) Forma de onda b) Espectro de armónicos.
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

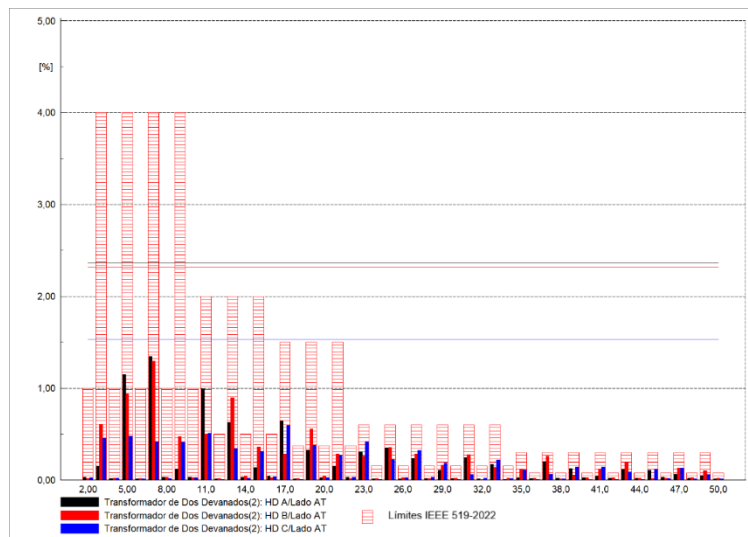


Figura 26: Niveles de distorsión armónica de corriente vs límites IEEE 519-2022 en PCC (Carga 4).
Fuente: Elaboración propia con base en aportes de [20].

El Escenario 5, por tanto, demuestra la robustez del sistema ante condiciones adversas: incluso con un entorno de carga fuertemente desbalanceado y con electrónica de potencia no lineal, la planta FV conectada cumple con las normas en el punto de conexión común. Este resultado tiene implicaciones importantes: sugiere que, en instalaciones reales donde puedan coexistir cargas monofásicas no lineales (ej. edificios con computadoras, laboratorios con rectificadores, etc.), la presencia de la generación FV no empeora la calidad de energía aguas arriba, e incluso puede mitigar parcialmente los armónicos al suministrar localmente parte de la corriente distorsionada (reduciendo lo que fluye hacia la red).

V. CONCLUSIONES

La evaluación del impacto armónico de la planta fotovoltaica del PMML demostró el cumplimiento de los límites de distorsión establecidos en IEEE Std 519-2022, IEEE Std 1547-2018 y la NTC 5001 en todos los escenarios analizados. Los escenarios con carga no lineal desbalanceada presentaron los mayores niveles de distorsión (THD, TDD y TRD) en el punto de conexión de estudio respectivos; sin embargo, incluso en dichas condiciones severas los índices registrados se mantuvieron por debajo de los valores máximos permisibles según las normativas vigentes. Este resultado confirma que la integración de la planta solar FV no compromete la calidad de la energía del servicio eléctrico, validando la viabilidad técnica de su conexión a la red. La correlación observada entre las mediciones reales y las simulaciones realizadas en DiGSILENT PowerFactory confirmó la utilidad de esta herramienta para modelar el comportamiento armónico del sistema y evaluar la calidad de la energía en etapas de planificación. Desde una perspectiva académico-práctica, el estudio realizado aporta valor al vincular la teoría con un caso real. Asimismo, la metodología empleada es replicable en otras instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red para evaluar y asegurar su compatibilidad con los estándares de calidad de la energía, especialmente en el contexto colombiano.

Se destaca la necesidad de un monitoreo armónico continuo en sistemas de generación fotovoltaica, dada la creciente penetración de esta tecnología en la red eléctrica. Estudios de caso como el presente pueden servir de referencia para la formulación de políticas públicas, la actualización de normas técnicas y el establecimiento de lineamientos que fortalezcan la integración segura y sostenible de la generación distribuida. Lo anterior contribuye a asegurar la conformidad con las especificaciones de calidad de la energía establecidos en la regulación vigente.

La presente investigación abre la puerta a varias líneas de investigación futuras para fortalecer la integración armónica de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica. Por ejemplo, sería conveniente incorporar estudios armónicos exhaustivos desde la etapa de diseño, evaluando múltiples escenarios operativos (cargas balanceadas, desbalanceadas, lineales y no lineales). Adicionalmente, futuros estudios podrían emplear herramientas de simulación combinadas con mediciones para verificar el cumplimiento de IEEE Std 519-2022 e IEEE Std 1547-2018 en los puntos de conexión correspondientes.

También se resalta la importancia de fomentar la formación práctica en calidad de energía mediante el uso de plantas fotovoltaicas como laboratorios vivos, con el fin de vincular la teoría académica con la operación real. Asimismo, la implementación de esquemas de monitoreo y auditoría periódica en plantas fotovoltaicas conectadas a la red surge como otra área de estudio importante, orientada a desarrollar sistemas de supervisión continua de armónicos. Finalmente, se considera fundamental promover la colaboración entre academia, industria y entes reguladores para desarrollar guías técnicas robustas que aseguren una integración armónica y sostenible de la energía solar en la red.

VI. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Vicerrectorado Académico, de Investigación y Proyección Social de la Corporación Universitaria del Meta, UNIMETA, y a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, por el apoyo para el desarrollo de esta investigación.

VII. REFERENCIAS

- [1] H. E. Rojas, E. Rivas y A. A. Jaramillo, "Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos", Ingeniería, vol. 19, no. 2, pp. 129–146, oct. 2014, doi: [10.14483/udistrital.jour.reveng.2014.2.a07](https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.reveng.2014.2.a07).
- [2] I. I. Burgos, J. L. García, L. Avelar, J. A. Gil y J. M. Mejía, "Impacto del conocimiento ambiental y beneficios percibidos en actitudes hacia la energía solar", AiBi Revista de Investigación, Administración e Ingeniería, vol. 13, no. 2, pp. 1–11, may 2025, doi: [10.15649/2346030X.4458](https://doi.org/10.15649/2346030X.4458).
- [3] Y. Jiang, Y. Sun, J. Lin, S. Xie y M. Su, "Multifrequency Small-Signal Model for Single-Phase Grid-Tied Inverters Considering the Effect of PWM", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 39, no. 2, pp. 2128–2139, feb. 2024, doi: [10.1109/TPEL.2023.3333390](https://doi.org/10.1109/TPEL.2023.3333390).
- [4] S. M. Ahsan, H. A. Khan, A. Hussain, S. Tariq y N. A. Zaffar, "Harmonic Analysis of Grid Connected Solar PV Systems with Nonlinear Household Loads in Low Voltage Distribution Networks", Sustainability, vol. 13, no. 7, art. 3709, mar. 2021, doi: [10.3390/su13073709](https://doi.org/10.3390/su13073709).
- [5] C. R. Jiménez y E. Hernández, "Power Quality Analysis of a Hybrid Microgrid based on Renewable Energy Sources", IEEE Latin America Transactions, vol. 22, no. 7, pp. 601–611, jul. 2024, doi: [10.1109/TLA.2024.10562258](https://doi.org/10.1109/TLA.2024.10562258).
- [6] "IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems", IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014), vol., no., pp.1-31, 5 Aug. 2022, doi: [10.1109/IEEESTD.2022.9848440](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9848440).
- [7] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces", IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003), vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: [10.1109/IEEESTD.2018.8332112](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112).
- [8] ICONTEC, Norma Técnica Colombiana NTC 5001: Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2008.
- [9] A. Agrawal y D. K. Singh, "Harmonic Impact of Grid Connected Photovoltaic System on Low Voltage Power System", 2018 3rd International Conference for Convergence in Technology (I2CT), Pune, India, 2018, pp. 1-5, doi: [10.1109/I2CT.2018.8529567](https://doi.org/10.1109/I2CT.2018.8529567).
- [10] A. Chidurala, T. Saha y N. Mithulananthan, "Harmonic characterization of grid connected PV systems & validation with field measurements", 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-5, doi: [10.1109/PESGM.2015.7286198](https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286198).
- [11] M. C. C. Leite, F. A. M. Vieira, V. B. Silva, M. Z. Fortes y D. H. N. Dias, "Harmonic Analysis of a Photovoltaic Systems Connected to Low Voltage Grid," IEEE Latin America Transactions, vol. 16, no. 1, pp. 112–117, ene. 2018, doi: [10.1109/TLA.2018.8291462](https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8291462).
- [12] E. A. Caicedo, A. Pardo, M. A. Mantilla y L. D. Pabón, "Avances recientes en inversores multifuncionales en sistemas fotovoltaicos," AiBi Revista de Investigación, Administración e Ingeniería, vol. 12, no. 2, pp. 243–248, may 2024, doi: [10.15649/2346030X.4159](https://doi.org/10.15649/2346030X.4159).
- [13] D. M. Cruz, L. D. Pabón, E. A. Caicedo, A. Pardo y J. L. Díaz, "Prototipo de seguimiento de máximo punto de potencia (MPPT) de bajo costo", AiBi Revista de Investigación, Administración e Ingeniería, vol. 8, no. 2, pp. 98–106, may 2020, doi: [10.15649/2346030X.882](https://doi.org/10.15649/2346030X.882).

- [14] V. M. Rodrigues de Jesus, A. F. Cupertino, L. S. Xavier, H. A. Pereira y V. F. Mendes, "Operation Limits of Grid-Tied Photovoltaic Inverters With Harmonic Current Compensation Based on Capability Curves", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 36, no. 3, pp. 2088-2098, sept. 2021, doi: [10.1109/TEC.2021.3050312](https://doi.org/10.1109/TEC.2021.3050312).
- [15] S. Sepasi, C. Talichet y A. S. Pramanik, "Power Quality in Microgrids: A Critical Review of Fundamentals, Standards, and Case Studies", *IEEE Access*, vol. 11, pp. 108493-108531, 2023, doi: [10.1109/ACCESS.2023.3321301](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3321301).
- [16] A. A. Alkahtani et al., "Power Quality in Microgrids Including Supraharmonics: Issues, Standards, and Mitigations", *IEEE Access*, vol. 8, pp. 127104-127122, 2020, doi: [10.1109/ACCESS.2020.3008042](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3008042).
- [17] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems," *IEEE Std 2800-2022*, vol., no., pp.1-180, 22 abr 2022, doi: [10.1109/IEEESTD.2022.9762253](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9762253).
- [18] S. Kelemen, "Model of PV power plant in DIgSILENT software", Tesis de fin de carrera, Josip Juraj Strossmayer, Universidad de Osijek, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Informática y Tecnologías de la Información, Osijek, 2022. Disponible en: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:486182>.
- [19] I. Čurić, "Harmonic analysis of PV power plant connected on distribution network", Tesis de Maestría, Josip Juraj Strossmayer, Universidad de Osijek, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Informática y Tecnologías de la Información, Osijek, 2022. Disponible en: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:008420>.
- [20] DigSILENT GmbH, DIgSILENT PowerFactory – Power System Analysis Software. Manual, 2022.
- [21] M. Bosnar, "Protection modeling of PV power plant rated power 120 kW", Tesis de Maestría, Josip Juraj Strossmayer, Universidad de Osijek, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Informática y Tecnologías de la Información, Osijek, 2023. Disponible en: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:963497>.
- [22] M. M. Puma, "Novel control method for DC microgrid based on hybrid renewable power sources with multiport DC to DC converter", *AiBi Revista de Investigación, Administración e Ingeniería*, vol. 13, no. 2, pp. 1–11, may 2025, doi: [10.15649/2346030X.4076](https://doi.org/10.15649/2346030X.4076).
- [23] S. Kan, X. Ruan y X. Li, "Topology and Control for Second Harmonic Current Reduction in Two-Stage Single-Phase Inverter Without Electrolytic Capacitors", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 39, no. 8, pp. 9051-9058, ago. 2024, doi: [10.1109/TPEL.2024.3384539](https://doi.org/10.1109/TPEL.2024.3384539).
- [24] IEC61000-4-30 Edition 2.0 - 2008 - 10 - Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
- [25] H. Dghim, A. El-Naggar y I. Erlich, "Harmonic distortion in low voltage grid with grid-connected photovoltaic", 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Ljubljana, Slovenia, 2018, pp. 1-6, doi: [10.1109/ICHQP.2018.8378851](https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378851).
- [26] T. T. de Oliveira, E. de Godoy y R. C. Leborgne, "Analysis of Harmonic Distortion on Low Voltage Distribution Systems with Electric Vehicles and Photovoltaic Systems", 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6, doi: [10.1109/ISGT-LA.2019.8895421](https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895421).
- [27] A. Chidurala, T. K. Saha y N. Mithulananthan, "Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network", *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, pp. 485–494, 2016, doi: [10.1049/iet-rpg.2015.0188](https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0188).
- [28] F. Cardoso, R. Ruiz, L. C. Gomes, C. E. Tavares, J. Rubens y P. H. Oliveria, "Harmonic Distortion Analysis in a Low Voltage Grid-Connected Photovoltaic System", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 1, pp. 136-142, ene. 2015, doi: [10.1109/TLA.2015.7040640](https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7040640).
- [29] Astronergy Co., Ltd., "CHSM72M(DG)/F-BH Bifacial Series (182) 530~545W – Technical Datasheet," 2021. [Online]. Available: http://www.astronergy.com/wp-content/uploads/2023/04/ASTRO-5-540_555W-182-72-Bifacial-Module.pdf.
- [30] Huawei Technologies Co., Ltd., Ficha técnica del inversor SUN2000-20KTL-M3, Huawei Smart PV Solutions, 2020. [Online]. Available: <https://solar.huawei.com>.
- [31] Fluke Corporation, Fluke 1736 Three-Phase Power Logger Technical Data Sheet, Rev. 08/2021. [Online]. Available: <https://www.fluke.com/en/product/electrical-testing/power-quality/1736-1738>.