

Power Quality Analysis of a Hybrid Microgrid based on Renewable Energy Sources

C. R. Jiménez-Román , *Student Member, IEEE*, and E. Hernández-Mayoral , *Member, IEEE*.

Abstract— Today, and mainly in the research environment, one of the fields of study that is receiving the most attention, in reference to electrical microgrids (MGs), is precisely how to integrate all the elements of the MGs to maintain a stable operation, resilient, reliable and quality. This can be achieved through power converters, which allow for the decentralization of electricity generation, but on the other hand, create the challenge of power quality. In this paper, a model of an MG based on the IEEE 14-nodes distribution network is proposed for power quality studies when the MG operates in grid-connected mode. MG model is developed in the software MATLAB–Simulink® and the results obtained are compared with the compatibility levels of the IEEE–519–2022 standard.

Link to graphical and video abstracts, and to code: <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/8608>

Index Terms— Microgrid, power converter, power quality, total harmonic distortion.

I. INTRODUCCIÓN

Con el aumento de la demanda energética mundial, es necesario hacer uso de las unidades de generación distribuida (UGDs), por sus numerosas ventajas como son la reducción tanto de las pérdidas energéticas como de emisiones de gases de efecto invernadero, así como mayor confiabilidad del suministro en comparación con las generación centralizada tradicional y mejoras en la calidad de la energía [1]. Estas UGDs son parte importante de la Microrred Eléctrica (MR) la cual se define como un conjunto de cargas, UGDs y Sistemas de Almacenamiento Energético (SAEs) con límites eléctricos claramente definidos, capaces de ser autosuficientes y operar de forma autónoma desde la red de distribución con el fin de garantizar la continuidad del suministro eléctrico con un alto factor de confiabilidad y que además brinda soporte eficaz para la gran red eléctrica [2] – [5]. Sin embargo, las MRs se ven fácilmente afectadas por la carga, mayormente si se trata de cargas desbalanceadas o cargas no–lineales, por la alta penetración de las UGDs como los sistemas fotovoltaicos (SFVs), eólicos, y por los convertidores de potencia (CPs), los cuales tendrán un impacto significativo en la calidad de la energía de toda la MR. Esta situación crea problemas de voltaje como distorsión, fluctuación y subidas/bajadas en redes débiles [6]. Por otra parte, las MRs pueden operar en dos modos: modo isla y modo conectado a la red eléctrica. Cuando opera en modo isla, se pueden producir perturbaciones como distorsión o desbalance de voltaje debido a los niveles de impedancia del sistema. Por otro lado, cuando la MR opera en modo conectado a la red eléctrica

los problemas más frecuentes son la distorsión armónica y los desbalances de la red [7]. Estos fenómenos a su vez causan el mal funcionamiento de los relés de protección, el sobrecalentamiento de motores y transformadores y la falla de los capacitores para la corrección del factor de potencia [8,9]. Por lo tanto, una tarea importante es proporcionar una buena calidad de la energía para suministrar a los usuarios finales [10].

Las investigaciones sobre la calidad de la energía en MRs no están suficientemente cubiertas en artículos científicos [11], por ejemplo, en [11] se evalúa la calidad de la energía de una MR que incorpora UGDs tanto conectada a la red como en modo isla. Se simula en MATLAB–Simulink considerando cuatro escenarios distintos. Los hallazgos indican que la MR tiene una influencia notable en los índices de la Distorsión Armónica Total (THD, por sus siglas en inglés) de corriente y voltaje cuando opera en modo isla. Se sugiere la implementación de un filtro de armónicas para mitigar la magnitud del contenido armónico existente. En [12] evalúan el impacto, de la implementación de una MR en una red de distribución real, sobre los indicadores de calidad de energía en el punto común de acoplamiento. El estudio evalúa los parámetros de calidad de la energía a largo plazo según la norma EN 50160, como desviaciones de frecuencia nominal, variaciones RMS, fluctuaciones, desbalance y THD de voltaje. El caso de estudio analiza dos condiciones de trabajo diferentes del sistema de distribución: antes y después de implementar la MR. El estudio concluye en considerar la influencia de la generación fotovoltaica en los parámetros de calidad de energía. En [13] analizan los problemas de calidad de la energía de una MR de corriente alterna (MR–CA) compuesta por un SFV utilizando el software PSS–SINCAL. El estudio determina la variación del flujo de potencia y de voltaje en el nodo local en condición de perturbación solar donde el índice de la THD de voltaje más alto se encuentra en el nodo donde está conectada la carga no–lineal. En [14] los autores analizan el impacto de las cargas no–lineales en una MR en términos de calidad de energía. Para el estudio se considera la distorsión armónica en el perfil de voltaje de la MR. El estudio reconoce que el aumento en el número de UGDs facilita la reducción de la THD en la MR.

En [15] los autores analizan tres problemas de calidad de la energía: desbalances de voltaje, distorsión de la forma de onda y la THD de voltaje, se concluyó que a medida que varía la penetración solar el impacto es mayor en la carga no–lineal que en las cargas lineales. Además, se determinó que la THD, en las cargas no–lineales, está por encima del límite estándar de la IEEE–519–2022 (mayor al 50%). En cuanto al modelo experimental, los autores en [16] analizan el desempeño de una MR, de 5 nodos con un nivel de voltaje bajo concluyendo que

C. R. Jiménez-Román, and E. Hernández-Mayoral are with the Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Temixco, Morelos, México (e-mails: crjiro@ier.unam.mx, and ehema@ier.unam.mx).

el THD de corriente aumentó a medida que la generación solar disminuye por el sombreado. La penetración solar fue de 60%.

En resumen, la mayoría de los trabajos presentados en la literatura muestran características diferentes según su configuración, topología y componentes. Todos lidian con la dinámica, baja capacidad de los SAEs, diversidad de las UGDs, CPs y un alto grado de fenómenos no lineales. Otros buscan modelar cada UGD reduciendo el orden del modelo a un sistema lineal e invariante en el tiempo, mientras descuidan la dinámica de la red. También hay otros enfoques con UGDs basada en CPs, donde se considera el modelo dinámico completo de toda la red, dividiendo el sistema de la MR en tres subsistemas: CP, red eléctrica y cargas. Sin embargo, el diseño y modelado propuesto en estos trabajos no afrontan la dinámica ni las características de estado estable de las UGDs, el desbalance, la no linealidad de las cargas y la dinámica de los SAEs. Tampoco enfrentan el problema de la desconexión accidental o programada de la red, ni la demanda máxima o mínima de operación.

Por lo tanto, la motivación de este documento se centra en llevar a cabo el análisis de los aspectos más importantes de la calidad de la energía de una MR híbrida de 14 nodos basada en el modelo original del sistema de distribución de la IEEE, la cual opera en modo conectada a la red eléctrica considerando la dinámica, las características de las UGDs en estado estable, las variaciones de voltaje, la naturaleza de las cargas, la dinámica de los SAEs, las desconexiones de la red eléctrica así como el escenario de máxima demanda. Finalmente, los resultados obtenidos son comparados y discutidos considerando el estándar de la IEEE-519-2022 para verificar la efectividad del modelo propuesto. Las contribuciones más importantes de este documento se enlistan a continuación:

- Se diseña y modela una MR híbrida de 4 MW de 14 nodos completamente detallada, la cual opera en modo conectada a la red eléctrica para estudios de calidad de la energía. Se consideran UGDs como la solar y la eólica, cargas típicas balanceadas y no balanceadas, cargas lineales y no-lineales, SAEs basados en baterías, así como transformadores y líneas de distribución. También, se consideran CPs con estrategias de control de lazo abierto y lazo cerrado. Cabe mencionar que estos CPs utilizan técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) a diferentes frecuencias.
- Se proporciona información acerca de los conflictos que se presentan con la bidireccionalidad de los flujos de potencia y con la inserción masiva de las UGDs como los SFVs y eólicos. La potencia de la MR propuesta es abastecida un 75% mediante un generador diésel con capacidad de 3 MW. Por lo que, los conflictos más notables de este estudio son: variaciones de voltaje, variaciones en el factor de potencia (FP) en cada nodo de la MR y variaciones en el índice de la THD de voltaje y corriente en cada nodo de la MR.
- El presente trabajo es un punto de partida para el análisis de temas de actualidad referente a las MRs como confiabilidad, técnicas de optimización, diagnóstico de fallas, identificación del sistema y control tolerante a fallas, entre otros, los cuales se describirán en futuras investigaciones.

La estructura del documento es la siguiente: La sección 2

hace referencia a las generalidades de las MRs: composición, estructura, modos de operación, clasificación, los retos y desafíos a los que se encuentran sometidas. Sección 3 describe detalladamente el diseño y modelado de la MR propuesta para estudios de calidad de la energía. El modelo de la MR se lleva a cabo en el software MATLAB-Simulink®. En Sección 4 se analizan y discuten los resultados obtenidos de la MR operando en modo conectada a la red eléctrica y se comparan con el estándar de la IEEE-519-2022 para verificar la efectividad del modelo propuesto. Finalmente, en Sección 5 se resumen las conclusiones más importantes de la investigación.

II. GENERALIDADES DE LAS MICRORREDES ELÉCTRICAS

Aunque las MRs se consideran Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs) a pequeña escala, su complejidad técnica en el modelado y simulación es mayor en comparación con el SEP convencional. Por tanto, los modelos que permiten el análisis dinámico son un punto clave para asegurar que las futuras MRs funcionen de forma estable [5].

A. Arquitectura de las MRs

En las MR-CA, las UGDs, los SAEs y las cargas, están conectados a los buses de CA (ver Fig. 1) y éstos a su vez están conectados a un CP. A pesar de que, estas MRs tienen algunos inconvenientes, como problemas complejos de control y sincronización con la red, son las más utilizadas en la actualidad [17].

Si bien, la mayoría de las UGDs que componen una MR producen energía en CD, ésta debe convertirse a CA para adaptarse a la red eléctrica. Sin embargo, algunos equipos requieren alimentación CD para operar y convertir la energía de CD/CA/CD reduce la eficiencia y provoca pérdidas de energía. Esto se puede remediar mediante una MR-CD utilizando la operación de CD de alto voltaje como punto de referencia. Esto se puede apreciar en la Fig. 1.

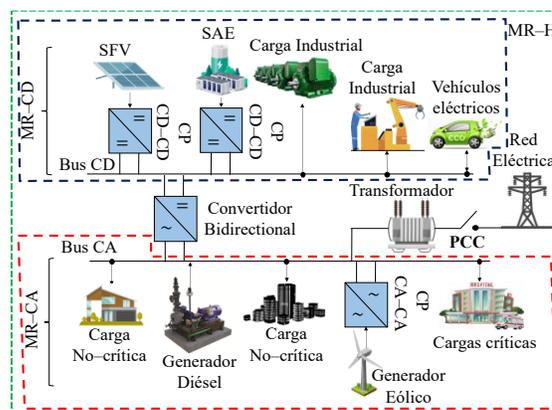


Fig. 1. Modos de operación de una MR híbrida.

En [18] afirman que una de las mejores ventajas de la MR-CD es que resuelve algunos problemas de control, haciendo que los controles dependan del voltaje en el bus de CD. Además, el control primario es considerablemente más simple debido a la ausencia de gestión del flujo de potencia reactiva. Por lo que, las pérdidas por conversión son bajas porque se salta la etapa de CA [19, 20]. Como conclusión, el funcionamiento de una MR-CD es más fluido que el de una MR-CA, ya que no se tiene en cuenta el control de fase y frecuencia.

Otra arquitectura de MRs es la MR híbrida, que consiste en MR de CA y CD interconectadas por CPs bidireccionales a gran escala. Este sistema podría disminuir las etapas de conversión (CD/CA/CD y CA/CD/CA) y, por lo tanto, reducir la aparición de problemas de calidad de la energía. En este tipo, las fuentes y cargas de CA están vinculadas al bus de CA, mientras que las fuentes y cargas de CD están vinculadas al bus de CD [21, 22].

B. Modos de Operación de las Microrredes Eléctricas

Las MRs pueden operar conectadas a la red eléctrica, a través de uno o varios puntos común de acoplamiento (PCC, por sus siglas en inglés) o bien operar en modo isla. Los requisitos de operación en cada caso son diferentes y las especificaciones de control y estabilidad también divergen.

La operación en modo isla es una condición en donde la demanda es suministrada por uno o varios UGDs cuando la red principal está desconectada y aislada del sistema. Las MRs que se aíslan de la red deben continuamente buscar el balance entre la generación y la demanda. En un sistema con alta penetración de generación distribuida (GD), la desconexión puede crear varios problemas de calidad de energía, por ello los sistemas de adquisición de información son cruciales para una operación óptima. Otro punto que debe tomarse en cuenta en este tipo de operación es la desconexión y posterior reconexión a la red eléctrica, por motivos de sincronización. El PCC debe brindar las facilidades para que la MR pueda acoplarse a la red cuando sea necesario. El transitorio que se produce durante la fase de conmutación debe estar bien controlado para evitar el daño de los dispositivos de la MR. Por lo tanto, los problemas de calidad de la energía necesitan más investigación en este caso [23].

El modo de operación conectado a la red se activa cada vez que se elimina la falla en la red eléctrica. Antes de cerrar el interruptor en el PCC, el voltaje de la MR se debe sincronizar con el voltaje de la red eléctrica, y, a su vez, procurar abastecer la mayor cantidad de la demanda, gestionar la carga/descarga de los SAEs, de forma que la red eléctrica funcione como un nodo slack (nodo de balance), absorbiendo o entregando las diferencias de potencia. Además, el punto de conexión provee una referencia de voltaje y frecuencia que ayuda a mantener estos parámetros. La Tabla I muestra los límites de los parámetros de sincronización según el estándar IEEE-1547-2018.

TABLA I
PARÁMETROS DE SINCRONIZACIÓN PARA RECONECTAR LA MR A RED ELÉCTRICA

Potencia de las UGDs (MVA)	Δ de frecuencia (%)	Δ de voltaje (%)	Δ de ángulos ($^{\circ}$)
0.0-0.5	0.3	10	20
>0.5-1.5	0.2	5	15
>1.5-10	0.1	3	10

C. Aspectos Técnicos de las Microrredes Eléctricas

En el cambio de modo de operación, es decir, de conectado a la red a modo isla se provoca un desbalance de potencia y fluctuaciones de voltaje. Esto también podría ocurrir debido a la respuesta dinámica lenta y a la baja inercia de los UGDs [24]. Otro fenómeno que ocurre es el desbalance de voltaje. El factor

de desbalance de voltaje (VUF, por sus siglas en inglés) mide el grado de desbalance en el sistema [25]. Por lo tanto, es necesario limitar el VUF a través de criterios consistentes establecidos en los códigos de red y así garantizar una integración confiable, estable y balanceada de las MRs [26].

Debido a las características operativas de las MRs y las UGDs, surgen desafíos para la estabilidad del SEP. Las principales razones son: disminución de la inercia del sistema, causando inestabilidad angular e inestabilidad de frecuencia; menor estabilidad de voltaje a causa de una menor distribución de energía; y oscilaciones de frecuencias más bajas por un cambio en la relación en la potencia compartida. Descentralizar la oferta y mantener una adecuada demanda para la relación de suministro puede mejorar la estabilidad del sistema [27].

La calidad de la energía es una preocupación importante en las MRs debido a la presencia de cargas no-lineales y desbalanceadas en el sistema [28]. Estas cargas crean distorsión armónica y desbalances, así como caídas/subidas de voltaje en redes débiles [29]-[31]. La distorsión armónica representa una amenaza en la confiabilidad y consistencia de operación de la red si no se toman ciertas medidas. Por lo que, las MRs deben minimizar la distorsión armónica de acuerdo con los estándares y códigos de red actuales [32]-[34]. Un índice importante para cuantificar el contenido armónico de una señal es la THD, que expresa la relación entre dos magnitudes y el valor efectivo del residuo o componentes armónicos con respecto a la componente fundamental. La THD puede ser de corriente (THD_i) o de voltaje (THD_v) y ambos deben ser inferiores al 5% según el estándar de la IEEE-519-2022 o las normas IEC.

Algunos estándares y códigos de red imponen nuevas regulaciones sobre la integración de las UGDs contra los elevados índices de THD de corriente y voltaje, así como para los sobrevoltajes (HVRT, por sus siglas en inglés) y la capacidad de soportar caídas de voltaje (LVRT, por sus siglas en inglés). De lo contrario, las MRs tendrán que desconectarse de la red eléctrica [35]. La interacción entre las cargas, las UGDs y los SAE durante los estados de transición de la MR pueden tener un impacto adverso en la calidad de la energía cuando éstas operan en modo isla, ya que no solo están presentes las armónicas de la frecuencia fundamental, sino que también conducen a la presencia de inter-armónicas, sub-armónicas y supra-armónicas. Para enfrentar este problema, se implementan estrategias de control para reducir los índices de la THD en las MRs. Por otro lado, las desviaciones de voltaje son otro problema presente en la operación de las MRs que operan en modo isla y ocurren como consecuencia del aumento de la distorsión armónica de voltaje derivado de las resonancias a bajas frecuencias [36]-[38]. En la Tabla II se enlistan los principales problemas de calidad de la energía en las MRs operando en modo conectado a la red eléctrica.

TABLA II
PROBLEMAS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN MRs MODO CONECTADO A LA RED

Problema	SFV	Eólica	Hidro	Biomasa	Diésel
Caída de voltaje	x	✓	✓	✓	✓
Sobrevoltajes	x	✓	x	x	✓
Desbalance de voltaje	✓	x	x	✓	x
THD	✓	✓	✓	x	x
Interrupciones	✓	✓	x	✓	x

III. DESCRIPCIÓN DEL MODELO PROPUESTO

El diagrama unifilar de la MR propuesta se muestra en la Fig. 2 y es modelada en el software MATLAB–Simulink®, la cual está conformada por tres secciones:

i) MR–CA es el área punteada en color naranja la cual opera a dos niveles de voltaje: 220 V y 13.8 kV. Esta MR está compuesta por un SFV de 725 kW, un generador diésel de 3 MW, un aerogenerador de 750 kW y un SAE basado en baterías (SAEB₁). Además, cuenta con una variedad de cargas balanceadas y desbalanceadas, lineales, no–lineales. La MR opera a una frecuencia de 60 Hz; ii) MR–CD es el área punteada en color morada donde se encuentra una barra colectora de CD que comprende al SAEB₂ y a un SFV de 10.5 kW. Esta MR está conectada a la MR–CA a través de dos CPs bidireccionales en paralelo, para intercambiar potencia activa y reactiva y iii) MR–CA tiene conexión con la red eléctrica, la cual es un equivalente de Thévenin de 69 kV, 100 MVA con relación X/R de 10.

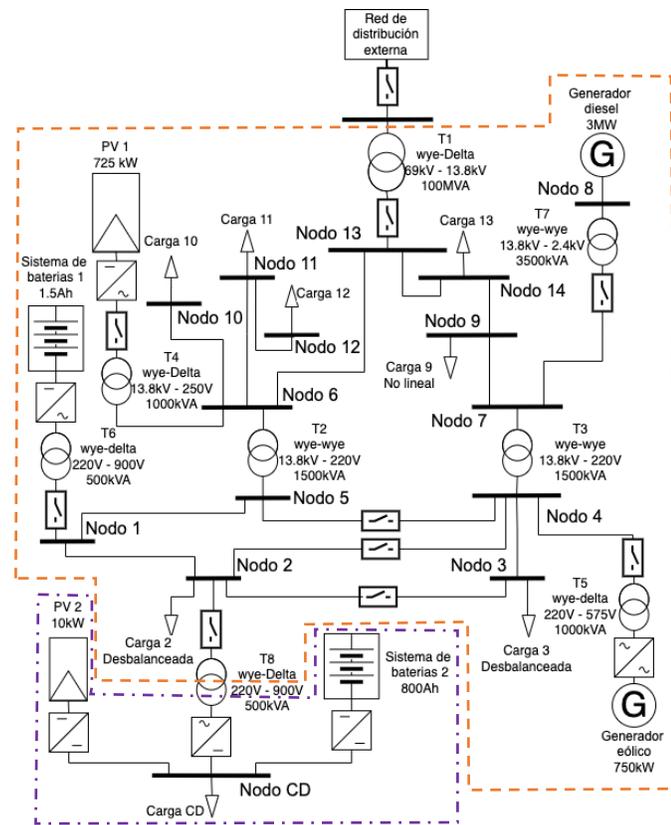


Fig. 2. Diagrama unifilar de la MR propuesta.

A. Sistema Fotovoltaico (SFV)

El SFV es una UGD renovable considerada en la MR. Se incluyen dos SFVs operando con una irradiancia total de $G=1000 \text{ W/m}^2$ y una temperatura de 25° C . El SFV₁ está conectado al nodo 6 y consta de 1,750 paneles que entregan una potencia nominal de 725 kW mientras que el segundo se conecta al nodo 2 de la MR–CD y contiene 42 paneles, con una potencia nominal de 10.5 kW. El SFV₁ cuenta con un CP cuya técnica de conmutación es PWM senoidal en lazo abierto que reduce el voltaje de 480 a 250 VCD. El SFV₂ funciona con un CP de CD–CD elevador, y un capacitor de $6,000 \mu\text{F}$ a 300 VCD y que es controlado por PWM de lazo cerrado a una frecuencia de 5 kHz.

La Tabla III muestra los principales parámetros de los SFV, que son utilizados por MATLAB–Simulink® para caracterizar el rendimiento de los paneles solares.

B. Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG)

En las MRs se emplean aerogeneradores de velocidad variable, principalmente aerogeneradores tipo IV o también conocidos como Generadores Síncronos de Imanes Permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés) [39]. En esta instancia, los CPs juegan un papel importante desacoplando el generador eléctrico de la red a la cual se interconecta. Al igual que los SFVs, el PMSG necesita un CP para ajustar los parámetros del generador a los de la red eléctrica, así como, el voltaje y la frecuencia.

En este estudio se incluye un aerogenerador PMSG de 750 kW a 575 V conectado al nodo 4. La Tabla IV muestra los parámetros del PMSG, utilizados por MATLAB–Simulink® para caracterizar el rendimiento del aerogenerador.

TABLA III
PARÁMETROS DE LOS SFVS

SFV	I_{pmp}	$P_{m\acute{a}x}$	v_{oc}	V_{pmp}	I_{cc}
1	8.6 A	250 W	37.4 V	30.7 V	8.6 A
2	5.7 A	414.8 W	85.3 V	73 V	6.1 A

I_{pmp} = corriente punto de máxima potencia; $P_{m\acute{a}x}$ = potencia máxima; v_{oc} = voltaje a circuito abierto; V_{pmp} = voltaje en el punto de máxima potencia; I_{cc} = corriente de corto–circuito.

TABLA VI
PARÁMETROS DEL AEROGENERADOR PMSG

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Potencia (P_m)	750 kW	Resistencia estator	6.5 mΩ
Torque (T_m)	318 kN×m	Resistencia rotor	0.76 mΩ
Voltaje (V_s)	575 V	Inductancia estator	3.85 mH
Corriente (I_s)	676 A	Inductancia rotor	1.12 mH
Frecuencia (f)	60 Hz	Flujo magnético	8.53 Wb
Pares de polos	26	Capacitancia CD	0.16 F
Velocidad	22.5 rpm	Voltaje de CD	1,220 V

C. Sistema de Almacenamiento Energético (SAE)

El SAE es una parte fundamental dentro de la MR ya que permite flexibilizar la red ante una contingencia. En este estudio, el SAEB₂ opera en el bus de CD, y consta de una batería de Li–ion con un voltaje nominal de $120 V_{CD}$ y una capacidad nominal de 800 Ah. Por otro lado, el SAEB₁ está conectado al nodo 1, el cual consta de tres baterías de Ni–MH con un voltaje nominal de $650 V_{CD}$ cada una con una capacidad nominal de 1.5 Ah. Las baterías se conectan en paralelo a un CP que aumenta el voltaje nominal de $650 V_{CD}$ a $900 V_{CA}$. Los parámetros del SAEB₁ son variantes en el tiempo y dependen del estado de carga.

D. Transformadores, Cargas y Líneas de Distribución

Para este estudio se consideran ocho transformadores de potencia. El denominado T1, es un transformador de subestación con una impedancia en serie equivalente a 1.5% en su base de MVA. Este conecta el sistema de distribución de la MR al sistema de subtransmisión de 69 kV. Los transformadores T2 y T3 se utilizan para pasar del uso industrial o comercial de 13.8 kV al uso residencial de 220 V. Por otro lado, los transformadores del SFV (T4), aerogenerador (T5), SAEB₁ (T6) y del generador diésel (T7) se utilizan para interactuar con

los CPs de la MR. En Tabla V se muestra los parámetros de los transformadores previamente mencionados.

En este estudio se considera un escenario de demanda máxima, con diferentes tipos de cargas como se enlistan en la Tabla VI, donde se resume la información de las cargas conectadas al sistema. Es importante notar que las cargas lineales balanceadas y desbalanceadas se modelan como impedancias constantes y que algunas contienen componentes monofásicos que podrían deteriorar la simetría del voltaje y la corriente. El porcentaje de las cargas desbalanceadas se define como el valor porcentual entre la desviación máxima de la corriente de una de las fases con respecto a la corriente de carga promedio.

TABLA V
PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES

Transformador	P_{nom} (MVA)	Relac. de voltaje (kV) (AV/BV)	R_{cc} (pu)	X_{cc} (pu)
T1	100	Yg 69/13.8 D1	0.015	0.015
T2	1.5	Y 13.8/0.22 Y	0.03	0.03
T3	1.5	Y 13.8/0.22 Y	0.03	0.03
T4	1	Yg 13.8/0.25 D1	0.0012	0.03
T5	1	Yg 13.8/0.25 D1	0.0012	0.03
T6	0.5	D1 0.9/0.22 Y	0.003	0.06
T7	3.5	Yg 13.8/2.4 D1	0.015	0.015

R_{cc} = resistencia de corto-circuito; X_{cc} = reactancia de corto circuito.

TABLA VI
PARÁMETROS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CARGAS

Nodo	Voltaje	Tipo de carga	kVA	FP	% Desbalance
2	BV	Desbalanceada	40	0.9	13
3	BV	Desbalanceada	30	0.85	12.6
4	BV	Lineal	50	0.9	–
9	MV	No-lineal	320	1	–
10	MV	Lineal	800	0.8	–
11	MV	Lineal	400	0.8	–
12	MV	Lineal	800	0.8	–
14	MV	Lineal	1600	0.8	–
CD	CD	Carga CD	2	1	–

En este modelo se considera un horno de arco eléctrico ubicado en el nodo 9. Los hornos de arco eléctrico pueden resultar en importantes niveles de perturbación para aplicaciones de MRs. Las diferentes fases de operación de los hornos de arco (arranque, fundición y afino) tienen distintos impactos en términos de la THD de voltaje y corriente. Básicamente, un horno de arco eléctrico puede representarse como una resistencia variable. En la Tabla VII se resumen los parámetros del horno de arco, el cual se alimenta desde la red de distribución de 13.8 kV.

TABLA VII
PARÁMETROS DE LA CARGA NO-LINEAL

Capacitor	Voltaje nominal	Resistencia	Phi (°)
10 μF	18,500 V_{CD}	1,084 Ω	-30

Finalmente, se consideran dos niveles de distribución: mediano y bajo voltaje de CA, los cuales son valores típicos para aplicaciones en MRs. Para la red primaria de 13.8 kV, se eligió un conductor desnudo de cobre de 1/0. La resistencia, reactancia e impedancia de línea es 0.394 Ω/km , 0.1168 Ω/km

y 0.411 Ω/km , respectivamente. Para la red secundaria de 220 V se eligió un cable TW de cobre de 4/0. La resistencia, reactancia e impedancia de línea es 0.198 Ω/km , 0.1089 Ω/km y 0.227 Ω/km , respectivamente. En la Tabla VIII se muestran detalladamente los tramos de línea empleados.

IV. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE LA MICRORRED ELÉCTRICA

Se considera como caso de estudio una MR híbrida conectada a la red eléctrica para estudios de calidad de la energía como se muestra en la Fig. 2. La metodología de cálculo de los parámetros de la calidad de la energía se muestran en la Fig. 3. La demanda diaria total de la MR propuesta se obtiene de la suma de las demandas de cada carga del modelo propuesto considerando, en su mayoría, cargas industriales y comerciales.

TABLA VIII
PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Línea	Sale	Entra	R (Ω)	X (Ω)	Distancia
1	BV 1	BV 2	0.0297	0.016335	0.15 km
2	BV 1	BV 5	0.0396	0.02178	0.2 km
3	BV 2	BV 5	0.0297	0.016335	0.15 km
4	BV 2	BV 4	0.0792	0.04356	0.4 km
5	BV 4	BV 5	0.0792	0.04356	0.4 km
6	BV 2	BV 3	0.0792	0.04356	0.4 km
7	BV 3	BV 4	0.0198	0.01089	0.1 km
8	MV 7	MV 9	0.788	0.2336	2 km
9	MV 6	MV 11	2.364	0.7008	6 km
10	MV 6	MV 12	2.364	0.7008	6 km
11	MV 6	MV 13	1.182	0.3504	3 km
12	MV 10	MV 11	2.364	0.7008	6 km
13	MV13	MV 14	1.182	0.3504	3 km
14	MV 9	MV14	0.788	0.2336	2 km

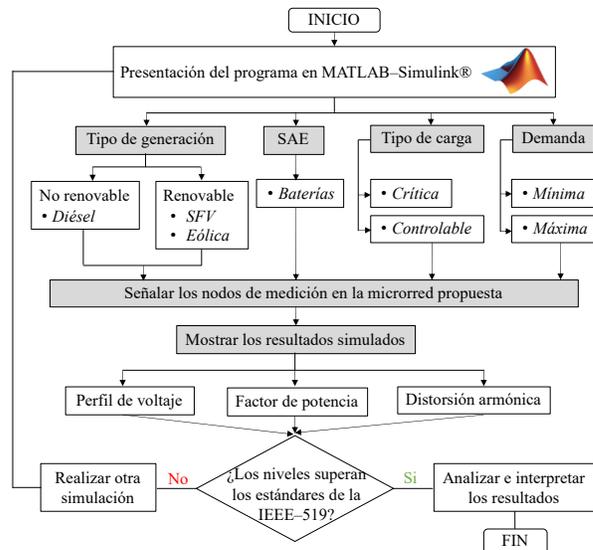


Fig. 3. Metodología para el cálculo de los aspectos de la calidad de la energía.

A. Análisis del Perfil de Voltaje

El voltaje suministrado deberá estar dentro de ciertos límites permitidos de acuerdo a las normas impuestas por los organismos de regulación y control. En muchos países, la regulación reglamenta que los intervalos de voltaje permitidos en la red de distribución para voltajes entre 1 kV y 60 kV no difieran del voltaje nominal en +5% y -10%.

En la Fig. 4 se muestra el perfil de voltaje de la MR, se observa una caída de voltaje en cada nodo del sistema.

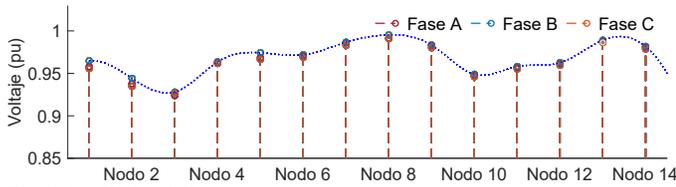


Fig. 4. Perfil de voltaje.

Los voltajes en cada nodo se elinstan en la Tabla IX.

TABLA IX
PERFIL DE VOLTAJE DE LA FASE "A" EN CADA UNO DE LOS NODOS DE LA MR ELÉCTRICA

Nodo	V_{pu}	Nodo	V_{pu}	Nodo	V_{pu}	Nodo	V_{pu}
1	0.955	5	0.967	9	0.975	13	0.985
2	0.942	6	0.971	10	0.946	14	0.981
3	0.939	7	0.983	11	0.959		
4	0.961	8	0.988	12	0.963		

Los valores de voltaje bajos registrados en los nodos 2, 3 y 10 se deben a que el sistema presenta cargas desbalanceadas como resultado de las componentes de carga monofásicas. Aunque el voltaje en cada nodo está en parámetros de funcionamiento admisibles, aún existen caídas de voltaje significativas en la red de BV (220 V) observados en los nodos 2, 3 y 10. Las caídas de voltaje deben cumplir con ciertas regulaciones para aplicaciones de MRs, por ejemplo la norma alemana dicta que la MR debe permanecer conectada a las red principal y soportar el sistema proporcionando potencia reactiva incluso si el voltaje disminuye al 0% de su valor nominal durante 0.15 s; En caso contrario, la desconexión será obligatoria. En caso de sobrevoltaje, la misma norma dicta que se debe permanecer conectada incluso si el voltaje aumenta al 120% de su valor nominal durante 0.1 s; En caso contrario, la desconexión es obligatoria [40]. Este resultado permite futuros estudios basados en la búsqueda de soluciones para la mejora del perfil de voltaje.

B. Factor de Potencia (FP)

La calidad de conversión de CA a CD se mide por ciertos parámetros de rendimiento. Dentro de estos parámetros se encuentra el FP, el cual mide la relación de potencia utilizada por las cargas eléctricas y la potencia proporcionada por las UGDs y/o convencionales. En otras palabras, el FP representa qué tanto la potencia entregada por la UGD es consumida por las cargas eléctricas sabiendo que un bajo FP indica que existen componentes armónicas en las corrientes de línea. El estándar de interconexión IEEE-1547-2003, prohíbe a los pequeños generadores renovables regular activamente el voltaje en el punto de conexión limitando así el FP operativo. Esto provoca pérdidas para las empresas de servicios públicos y, a su vez, mayores costos operativos. Por lo que, el estándar IEEE-1547-2003 ha sido revisado y la última edición IEEE-1547-2018 permite a los pequeños generadores renovables participar en la gestión del voltaje del alimentador con el consentimiento de la empresa de servicios públicos. Sin embargo, todavía hay una cantidad considerable de inversores que carecen de la capacidad de inyectar potencia reactiva en la carga.

Los valores del FP en cada nodo se elinstan en la Tabla X. En la Fig. 5 se observa que el FP en los nodos 2, 9 y 13 es unitario. Esto se debe a que en dichos nodos solo hay un aporte

de potencia activa de la MR-CD. Por el contrario, se observa que existe un gran deterioro del FP en los nodos 5 y 14, respectivamente debido a que son nodos de transferencia de potencia y transfieren mayor potencia reactiva que activa. Esto se debe a la pérdida de aporte de potencia activa de parte de los SFVs que tiene lugar por la noche cuando no hay radiación solar. Se debe notar que una de las principales consecuencias de presentar un FP bajo radica en la generación de componentes armónicas provocando un mal funcionamiento del equipo eléctrico a la red eléctrica, como es el caso de transformadores, interruptores y

TABLA X
FACTOR DE POTENCIA DE LA FASE "A" EN CADA UNO DE LOS NODOS DE LA MR ELÉCTRICA

Nodo	FP	Nodo	FP	Nodo	FP	Nodo	FP
1	0.8	5	0.38	9	1.0	13	1.0
2	1.0	6	0.84	10	0.85	14	0.4
3	0.9	7	0.7	11	0.85		
4	0.98	8	0.99	12	0.85		

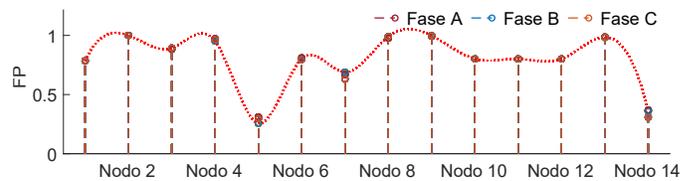


Fig. 5. FP en cada uno de los nodos de la MR propuesta.

sistemas de control, además, de fluctuaciones de voltaje, ruido y perturbaciones eléctricas como transitorios. Por último, es importante resaltar que este análisis muestra el conflicto que puede existir si se presenta un FP variable a la hora de compensar un SEP únicamente con el aporte de potencia activa. Si se inyecta sólo potencia activa, el FP visto por la red eléctrica se deteriora, lo que lleva a la necesidad de compensar un sistema con más criterios y donde se considere la compensación conjunta de potencia activa y reactiva. Por lo que, es necesario repensar la métrica del FP y las políticas de fijación de precios de los servicios públicos, a la luz de la llegada de las MRs eléctricas debido al flujo inverso de energía hacia la red desde los activos de los pequeños generadores renovables.

C. Distorsión Armónica Total (THD)

Para estimar el contenido armónico de una forma de onda, se utiliza el indicador de la THD. Este parámetro caracteriza la calidad de la señal o, expresado de otra manera, determina cuán cercana es la forma de onda de ésta a una puramente senoidal. Puede ser aplicado tanto para voltaje como para corriente.

La THD_v es la relación existente entre el valor eficaz del total de las componentes armónicas y el valor eficaz de la componente fundamental. Este indicador se utiliza en sistemas de alto, medio y bajo voltaje. Para evaluar los voltajes armónicos se tiene dos modos: *i*) individual, relacionando su amplitud relativa V_k con la componente fundamental del voltaje eficaz, V_{ef} , y *ii*) global, calculando la THD_v usando (1) [41],

$$THD_v = \sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} \left(\frac{V_k}{V_{ef}} \right)^2} \quad (1)$$

donde V_{ef} es el valor eficaz de la onda fundamental de vol-

taje y V_k es el valor eficaz de la armónica k . Los valores límites recomendados para las armónicas de voltaje en el bus en el PCC se enlistan en la Tabla XI.

TABLA XI
LÍMITES DE LA THD DE VOLTAJE

Voltaje del bus en PCC	Distorsión armónica (%)	THD _v (%)
Inferiores a 69 kV	3.0	5.0
69 kV hasta los 161 kV	1.5	2.5
Superiores a 161 kV	1.0	1.5

En la Fig. 6 se muestra el índice de THD_v para cada uno de los nodos del sistema y se observa que incumple el límite de distorsión de voltaje permisible del 5% según el estándar IEEE–519–2022 (ver Tabla XI). Esto se debe a la inserción de grandes cargas no–lineales como el horno de arco y a la participación de grandes UGDs variables como el aerogenerador el cual tiene un impacto en el comportamiento de la MR.

En la Tabla XII se enlistan la magnitud (%) de la THD de voltaje de la fase “A” en cada uno de los nodos de la MR.

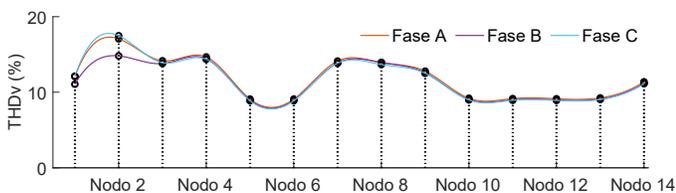


Fig. 6. THD_v en cada uno de los nodos de la MR propuesta.

TABLA XII

MAGNITUD (%) DE LA THD DE VOLTAJE DE LA FASE “A” EN LOS NODOS DE LA MR.

Nodo	THD	Nodo	THD	Nodo	THD	Nodo	THD
1	10.8	5	9.1	9	12.7	13	10.7
2	17.6	6	9.1	10	10.1	14	11.8
3	13.3	7	13.5	11	10.2		
4	14.8	8	13.2	12	10.3		

Considerando estos resultados, es necesario determinar los nodos más vulnerables dentro de la MR, los cuales, según la Fig. 6, son los nodos 4, 7 y 9, respectivamente. Las Figs. 7–9 muestran la forma de onda de los voltajes en dichos nodos.

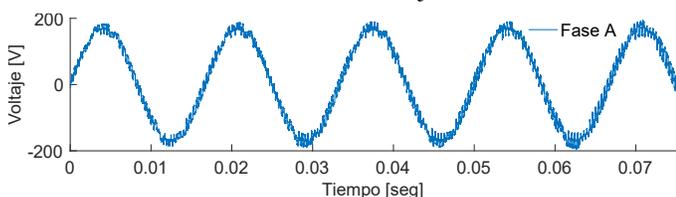


Fig. 7. Voltaje en el nodo 4.

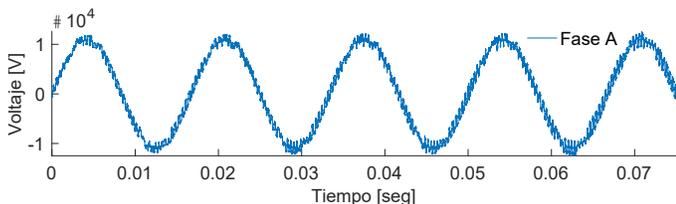


Fig. 8. Voltaje en el nodo 7.

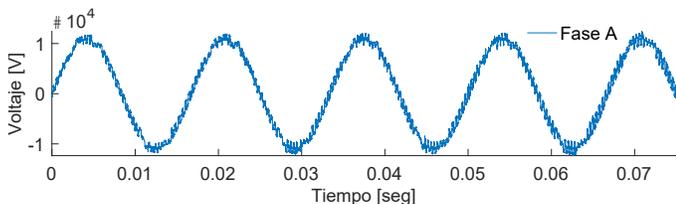


Fig. 9. Voltaje en el nodo 9.

Respecto a la distorsión armónica total de corriente (THD_i) ésta es aplicada a una señal de corriente, la cual emplea valores de corrientes armónicas, así como la armónica fundamental. Además, puede tomar valores porcentuales de pocas unidades e incluso superar el 100%, como sucede con fuentes de potencia conmutadas. Para obtener este valor se utiliza (2) [42],

$$THD_i = \sqrt{2 \sum_{k=2}^{\infty} \left(\frac{I_k^2}{I_{ef}^2} \right)} \quad (2)$$

donde I_{ef} es el valor eficaz de la onda fundamental de corriente y I_k es el valor eficaz de la armónica k . En Tabla XIII se enlistan los límites máximos expresados en % de la THD_i para diferentes niveles de voltaje en sistemas de distribución.

En la Fig. 10 se muestra el índice de THD_i para cada uno de los nodos del sistema y se observa que incumple el límite de distorsión de corriente permisible según el estándar IEEE–519–2022 (ver Tabla XIII).

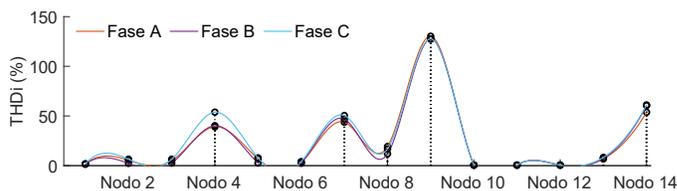


Fig. 10. THD_i en cada uno de los nodos de la MR propuesta

TABLA XIII

LÍMITES MÁXIMOS (%) DE LA DISTORSIÓN DE CORRIENTES ARMÓNICAS IMPARES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (120 V HASTA 69 kV)

I_{cc}/I_d	$n < 11$	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$35 \leq n$	THD
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	5 %
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	8 %
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	12 %
$100 < 1,000$	12.0	5.5	5.0	2.0	15 %
$> 1,000$	15.0	7.0	6.0	2.5	20 %

I_{cc} = corriente de corto-circuito; I_d = corriente de la demanda.

En la Tabla XIV se enlistan la magnitud (%) de la THD de corriente de la fase “A” en cada uno de los nodos de la MR.

TABLA XIV

MAGNITUD (%) DE LA THD DE CORRIENTE DE LA FASE “A” EN LOS NODOS DE LA MR

Nodo	THD	Nodo	THD	Nodo	THD	Nodo	THD
1	2.3	5	2.8	9	132.5	13	8.7
2	3.6	6	2.7	10	1.6	14	62.3
3	2.9	7	55.2	11	1.4		
4	46.7	8	23.8	12	1.5		

Como se observa en la Fig. 10, existe un THD_i alto en la mayoría de los nodos de sistema, sobretodo en el nodo 9 que es donde se conecta la carga no–lineal (horno de arco), esto debido a las variaciones aleatorias de la longitud del mismo horno, lo que genera variaciones aleatorias en la corriente del sistema, y éste, a su vez, variaciones de voltaje proporcionales a la impedancia del sistema aguas arriba del horno de arco.

Adicionalmente, la emisión de corrientes armónicas en los nodos del sistema medidas durante los periodos de arranque y

fundición de chatarra son elevadas. Por lo que, las MRs deben reducir la emisión de corrientes armónicas de acuerdo con ciertos estándares y nuevos requisitos impuestos por los códigos de red. En cuanto a los límites de la distorsión armónica individual y total para la THD_i debe ser inferior al 5% [34]. Los estándares del Reino Unido (EREC G83) son más estrictos y requieren $THD_i < 3\%$ [29]. El escenario se agrava cuando se detecta la presencia de supra-armónicas debido al aumento de dispositivos basados en electrónica de potencia, que generan ruido de alta frecuencia superior a 2 kHz, por ejemplo, los CPs de los SFVs y sistemas eólicos, los sistemas de comunicación por líneas eléctricas, los cargadores de vehículos eléctricos, entre otros, se consideran las principales fuentes de supra-armónicas en la red eléctrica. A la fecha no existen normas ni límites en cuanto al tema de supra-armónicas en el SEP en general.

Para reducir este problema se recomienda algún método de compensación de potencia reactiva o la instalación de bancos de capacitores. Otra alternativa sería elevar la potencia de cortocircuito en el PCC de 100 a 110 MVA, (esto solo es factible si se alimenta desde el nivel de voltaje inmediato superior, en este caso 13.8 kV). La selección de alguna de las soluciones se basa en la economía del proyecto y en su factibilidad técnica. Si no se atiende este problema a tiempo podrían surgir otro tipo de consecuencias como el sobrecalentamiento del neutro en el sistema trifásico, la diferencia de voltaje en el devanado secundario del transformador de distribución y, por lo tanto, el aumento de la pérdida en el cobre y la pérdida de calor en los equipos eléctricos que son problemas que siguen a la distorsión armónica excesiva producida en un sistema de estas características.

En las Figs. 11–13 se muestran las formas de onda de la corriente de los nodos más vulnerables según la Fig. 10.

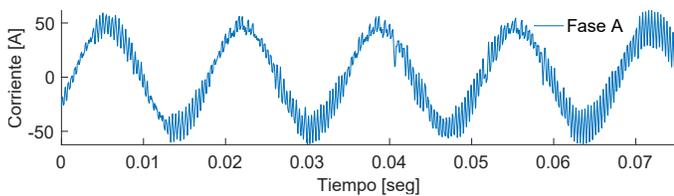


Fig. 11. Corriente en el nodo 4.

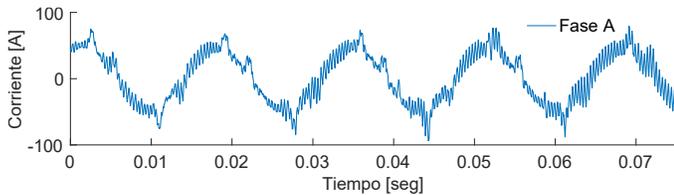


Fig. 12. Corriente en el nodo 7.

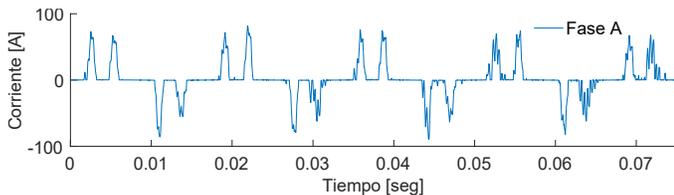


Fig. 13. Corriente en el nodo 9.

Finalmente, en la Tabla XV se enlistan las componentes armónicas más significativas de las corrientes mostradas en las

Figs. 13–15. Es importante notar que no solo se generan componentes armónicas en el voltaje y la corriente, sino también componentes inter-armónicas las cuales son inyectadas por los CPs debido a sus diferentes frecuencias de conexión directas con la MR.

V. DISCUSIÓN

Los resultados de este estudio se obtienen de diseñar una MR eléctrica híbrida, es decir, compuesta por una MR-CA y una MR-CD con una potencia de 4 MW que considera UGDs para estudios de calidad de la energía cuyos aspectos considerados fueron el perfil de voltaje (desbalances, fluctuaciones y caídas de voltaje), el FP y las THD de corriente y voltaje. Estos resultados se comparan con los estudios realizados en [11], [12] y [14], previamente mencionados en la literatura.

La evaluación de la calidad de la energía en un SEP generalmente se basa en el análisis del perfil de voltaje considerando las variaciones de la magnitud de voltaje, la fluctuación de voltaje (severidad del parpadeo), el desbalance de voltaje (asimetría) y los cambios rápidos de voltaje como son las caídas de voltaje, sobrevoltajes transitorios e interrupciones de voltaje.

TABLA XV
COMPONENTES ARMÓNICAS DE LAS CORRIENTES DE LOS NODOS 4, 7 Y 9.

Nodo	Sec.	Magn. (%)	Ángulo (°)	Frec. (Hz)
4	0	10.25	148.2	180
	-	5.62	152.2	300
	+	2.50	-65.6	420
	0	4.86	45.3	540
	-	4.18	47.3	663.2
	+	8.17	-24.9	780
	-	6.33	64.4	840
	+	7.40	97.1	1145.2
	-	7.07	-37.9	1200
	+	9.66	40.1	1320.3
	0	6.55	-93.1	1440
	-	4.06	250.3	1562.9
	+	3.08	-110.4	1620
	-	18.54	11.1	300
7	+	7.49	121.6	420
	0	6.42	-29.4	540
	-	6.05	206.3	673.2
	+	4.94	222.9	784.6
	-	3.71	-255.7	840
	+	3.0	125	961.3
	-	6.26	-245.9	1020
	+	6.44	-57.6	1140
	0	2.83	27.0	1260
	-	4.18	-168.1	1382.6
	+	4.94	183.0	1500
	0	4.15	246	1620
	-	84.98	27.0	300
	+	54.09	144.5	420
9	0	19.23	-77.1	540
	-	38.67	-191.9	693
	+	6.43	85.8	781
	-	7.05	163.1	856.3
	+	4.27	-151.9	960
	-	14.06	48.7	1022.4
	+	11.8	-234.8	1320
	0	19.57	54.0	1440
	-	15.87	21.2	1579
	+	9.47	-237.9	1684.5

En [11] se analizan los aspectos de perfil de voltaje de una MR eléctrica considerando intervalos de agregación de 10 minutos en la terminal de suministro de BV. La MR propuesta considera un SFV de 189 kW, un SAEB de 200 kW y 250 kWh

y una instalación micro SFV de 45.5 kWp con una demanda de 1,535.7 kW. Los datos se analizaron estadísticamente para cada fase con base a los valores: mínimo, máximo, media, mediana, desviación estándar, primer y tercer cuantil confirmando que los parámetros se encuentran dentro del rango requerido por la IEC 61000–4–30. Estos resultados son obtenidos de un primer escenario, el cual consiste en un estudio previo a la conexión con la MR eléctrica. Sin embargo, una vez que se conecta la MR eléctrica los parámetros individuales medidos en el punto de medición probado varían significativamente como sucedió en el presente estudio. Esto se debe a que las MRs están constituidas principalmente por diferentes UGDs como SFVs y sistemas eólicos, los cuales suelen utilizar diversos avances tecnológicos, como tecnologías basadas en la electrónica de potencia, mismas que pueden ser una fuente de problemas adicionales de la calidad de la energía.

En cuanto a los resultados obtenidos en el factor de potencia en cada uno de los nodos mostrados en la Tabla X, los nodos 5 y 14 presentan valores muy por debajo de los permisibles según el estándar de la IEEE–519–2022. Algo similar demostraron en [12], donde los autores concluyeron que un FP unitario en todos los nodos de la MR eléctrica cuando ésta se conecta a la red principal no necesariamente minimizará las pérdidas de energía y el costo de generación, sin embargo, la combinación de potencias reactivas positivas y negativas en varios nodos de la MR minimizaría el costo de operación. De acuerdo con la norma IEC 60831–2, es imperativo que el FP se mantenga en un nivel igual o superior a 0.95 en el sistema. Esto se puede lograr mediante la implementación de controladores inteligentes basados en el control/compensación de potencia reactiva.

Finalmente, en lo referente a la THD de voltaje y corriente los resultados obtenidos en esta investigación sobrepasan los niveles permisibles y recomendados por el estándar de la IEEE–519–2022. Tal es el caso del estudio desarrollado en [14] donde se analizó la THD de voltaje y corriente en una MR considerando el 30, 50, 70 y 100% de penetración FV en referencia a la carga lineal total conectada en el nodo 7 de BV, la carga no–lineal en el nodo 9 de BV y una carga mixta (lineal + no–lineal) en el nodo 10 también de BV. En este estudio se concluyó que tanto el índice de THD del voltaje como de corriente exceden el límite estándar permisible cuando la penetración renovable y, en específico, el SFV inyecta el 100% de la energía al sistema. De los resultados anteriores, está claro que la THD de voltaje y corriente aumenta a medida que aumenta el nivel de penetración renovable. Esto se debe al efecto acumulativo de la inyección de corriente armónica de los inversores FVs durante un nivel más alto de generación FV con referencia a la corriente de carga completa de la carga lineal en cualquiera de los nodos conectados a BV. En este estudio no se tuvo en cuenta algún filtro de armónicas (pasivo o activo) en la MR eléctrica, solo se consideraron datos armónicas de corriente típicos para cada inversor y de la carga no–lineal.

VI. CONCLUSIONES

La calidad de la energía en las MRs se ha convertido en un elemento de investigación actualizado en las redes inteligentes y los sistemas de distribución de energía. En este estudio se propuso un modelo de una MR híbrida de 4 MW para estudios

de calidad de la energía donde se consideraron UGDs como la solar y eólica con una inyección del 25% y 75% de un sistema de generación convencional. Además, se consideraron cargas lineales y no–lineales, balanceadas y desbalanceadas, así como dos SAEs basados en baterías de diferentes tecnologías. La MR propuesta opera en modo conectada a la red eléctrica. El modelo propuesto de la MR híbrida se simuló en MATLAB–Simulink® y los resultados se validaron con los niveles de compatibilidad del estándar de la IEEE–519–2022. Las conclusiones más importantes de este estudio se enlistan a continuación.

- En general, los problemas de calidad de la energía en MRs en este estudio se deben a: *i*) los causados por las micro–fuentes (debidos a la producción inestable de las UGDs como los SFVs y aerogeneradores); *ii*) los causados por los CPs adoptados en la MR; y *iii*) los causados por las diferentes cargas y el aumento de las demandas de potencia reactiva.
- A partir de los resultados de esta simulación, se concluye que la variación de potencia de la producción renovable causa el efecto correspondiente de la variación del flujo de energía tanto en la red eléctrica como en el generador diésel cuando la MR opera en modo conectada a la red eléctrica.
- A medida que varía el recurso solar y eólico, varía también la potencia activa de salida perturbando el flujo de potencia reactiva, provocando una variación de voltaje en los nodos vulnerables. Los valores de perfil de voltaje registrados en este estudio son ligeramente bajos en los nodos 2, 3 y 10, con valores de 0.94 pu, 0.93 pu y 0.94 pu, respectivamente. Esto debido a una distribución desigual de las cargas monofásicas y a la generación renovable (SFVs y sobretodo el sistema eólico). Adicionalmente, en caso de un gran nivel de penetración renovable en una red débil o en una carga máxima con una condición de BV, esta variación de voltaje puede alcanzar niveles significativos y afectar cualquier carga sensible conectada a los nodos vulnerables en particular.
- Los niveles de FP obtenidos en los nodos 5 y 14 son de 0.38 y 0.4, respectivamente. Lo que demuestra un FP muy bajo de acuerdo con los estándares IEEE–519–2022 y IEC 61000–2. Esto se debe a que si la potencia real (kW) decrece y la potencia reactiva (kVARs) permanece constante entonces el FP disminuirá. Por lo que, el flujo de potencia reactiva deberá separarse de la métrica del FP, ya que éste puede cambiar en presencia de una generación cercana. Por el contrario, se muestra que el FP es unitario en los nodos 2, 9 y 13 lo que significa que no necesariamente el alto FP minimiza las pérdidas de energía y el costo de generación, sin embargo, la combinación de potencias reactivas positivas y negativas minimizaría el costo de operación.
- Los resultados del análisis de la THD concluyeron que el nivel de la THD de voltaje se encuentra fuera del nivel de tolerancia del estándar IEEE–519–2022 en todos los nodos de la MR. Por ende, el nivel de la THD de corriente se encontró alto y por encima del límite del estándar hasta un 62.3% en el nodo 14. Los nodos 4, 7, 8, 9 y 14, con valores de THD_i igual a 46.7, 55.2, 23.8, 132.5%, respectivamente, se encuentran también fuera de los niveles permisibles. El porcentaje de THD_i cuando la MR opera en modo conectado a la red

eléctrica se puede minimizar agregando filtros activos de armónicas, por ejemplo, filtros de sintonización, sintonización doble, filtro pasa-altas, entre otros.

- Los resultados de este estudio serán útiles para desarrollar un modelo de MR eléctrica con condiciones mejoradas mediante la implementación de medidas de control adecuadas. Considerando los hallazgos de este estudio, el trabajo a futuro para el modelo de ésta MR se centrará en las siguientes direcciones: *i*) integración de SAEs con la implementación de técnicas de compensación de potencia reactiva y, *ii*) implementación de estrategias óptimas de control y operación.

REFERENCIAS

- [1] S. Monisha, S. Ganesh-Kumar, and M. Rivera, "Methodologies of Energy Management and Control in Microgrid," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 16, no. 9, pp. 2345–2353, 2018. DOI: 10.1109/TLA.2018.8789554.
- [2] N. K. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*, Wiley-IEEE Press, 2014. DOI: 10.1002/9781118720677.
- [3] M. Carnagui, P. Cervellini, M. Judewicz, R. García, and M. Funes, "Stability Analysis of a Networking DC Microgrid with Distributed Droop Control and CPLs," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 21, no. 9, pp. 966–975, 2023. DOI: 10.1109/TLA.2023.10251802.
- [4] E. Planas, J. Andreu, J. I. Garate, I. Martínez and E. Ibarra, "AC and DC technology in microgrids: a review," *Renew. Sustain. Energy*, vol. 43, p. 726–749, 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [5] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: a review," *IEEE Access*, vol. 3, p. 890, 2015. DOI: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [6] M. de Brito, M. Alves, and C. Canesin, "Microgrid System with Emulated PV Sources for Parallel and Intentional Islanding Operations," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 18, no. 8, pp. 1462–1469, 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9111683.
- [7] K. Kow, Y. Wong and R. Kajkumar, "Power quality analysis for PV grid connected system using PSCAD/EMTDC," *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 5, p. 121–132, 2015. DOI:10.20508/IJRER.13609.
- [8] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef and H. Zayandehroodi, "Power Quality Impact of Renewable Energy Based Generators and Electric Vehicles on Distribution Systems," *Procedia Technology*, p. 1–17, 2013. DOI: 10.1016/j.protcy.2013.12.156.
- [9] V. García, R. Dufó and J. Bernal, "Optimization of Isolated Hybrid Micro-grids with Renewable Energy Based on Different Battery Models and Technologies," *Energies*, vol. 13, p. 581, 2020. DOI: 10.3390/en13030581.
- [10] N. Garimela and N. Nair, "Assessment of battery energy storage systems for small-scale renewable energy integration," *TENCON*, p. 1–6, 2009. DOI: 10.1109/TENCON.2009.5395831.
- [11] L. Raghavendra, and L. Parthasarathy. "Enhancing Power Quality in Microgrids with Integrated Distributed Energy Resources: A Comprehensive Analysis," *J. Propulsion Technology*, vol. 55, no. 5, pp. 1431–1438, 2014.
- [12] A. Ostrowska, L. Micchalec, et.al., "Power Quality Assessment in a Real Microgrid-Statistical Assessment of Different Long-Term Working Conditions," *Energies*, vol. 15, p. 8089, 2022. DOI: 10.3390/en15218089.
- [13] A. Vinayagam, A. Aziz, K. Swarna, S. Khoo and A. Stojcevski, "Power Quality Impacts in a Typical Microgrid," in *SEEE 2015*, Bangkok, 2015. DOI: 10.2991/seee-15.2015.20.
- [14] G. M. Padayattil, T. Thobias, M. Thomas, J. Sebastian, G. Pathirikkat. "Harmonic Analysis of Microgrid Operation in Islanded Mode with Non-linear Loads," in *ICCCI*, Coimbatore, India, 2016. DOI: 10.1109/ICCCI.2016.7480031.
- [15] M. Begovic, J. Zhang, D. Novosel and N. Cho, "Harmonic Distortion in Microgrids and Distribution Systems with Photovoltaic Generators," in *HICSS*, Kauai, 2015. DOI: 10.1109/HICSS.2015.311.
- [16] M. Andishgar, E. Gholipour and A. R., "An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, p. 1043–1060, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.267.
- [17] G. Popa, "Electric Power Quality through Analysis and Experiment," *Energies*, vol. 15, no. 21, p. 7947, 2020. DOI: 10.3390/en15217947.
- [18] A. Mohamad and Y. Mohamed, "Investigation and assessment of stabilization solutions for DC microgrid with dynamic loads," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 10, p. 5735–5747, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2019.2890817.
- [19] E. Hernández, et. al., "Power Quality in Renewable Energy Microgrids Applications with Energy Storage Technologies: Issues, Challenges and Mitigations," in *Electric Power Conversion*, IntechOpen, 2021. DOI: 10.5772/intechopen.98440.
- [20] E. Hernández et al., "A Comprehensive Review on Power-Quality Issues, Optimization Techniques, and Control Strategies of Microgrid based on Renewable Energy Sources," *Sustainability*, vol. 15, no. 12, 2023. DOI: 10.3390/su15129847.
- [21] H. Lotfi and A. Khodaei, "AC versus DC microgrid planning," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, p. 296–304, 2017. DOI: 10.1109/TSG.2015.2457910.
- [22] T. Ma, M. Cintuglu and O. A. Mohammed, "Control of a Hybrid AC/DC microgrid involving energy storage and pulsed loads," *IEEE Trans. on. Ind. Appl.*, vol. 53, p. 567–575, 2017. DOI: 10.1109/TIA.2016.2613981.
- [23] S. Mirsaedi, X. Dong and M. Said, "Towards hybrid AC/DC microgrids: critical analysis and classification of protection strategies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, p. 97–103, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.046.
- [24] D. Razmi and e. al., "An Overview on Power Quality Issues and Control Strategies for Distribution Networks with the Presence of Distributed Generation Resources," *IEEE Access*, vol. 11, p. 10308–10325, 2023. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3238685.
- [25] Y. Kim, "Development and analysis of a sensitivity matrix of a three-phase voltage unbalance factor," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, p. 3192–3195, 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2807980.
- [26] Y. Wu, J. Lin and H. Lin, "Standards and guidelines for grid-connected photovoltaic generation systems: A review and comparison," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, p. 3205–3216, 2017. DOI: 10.1109/TIA.2017.2680409.
- [27] P. Gaur and S. Singh, "Investigations on issues in microgrids," *J. Clean Energy Technol.*, vol. 5, p. 47–51, 2017. doi: 10.18178/jocet.2017.5.1.342.
- [28] C. R. Jiménez-Román, F. Arredondo, D. Serrano-Jiménez and E. Hernández-Mayoral, "Harmonic Propagation in Hybrid Microgrids: A Simulation-based Analysis," in *EEEIC / I&CPS Europe*, Madrid, 2023. DOI: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194740.
- [29] Y. Li, D. Vilathgamuwa and P. Loh, "A grid-interfacing power quality compensator for three-phase three-wire microgrid applications," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 21, no. 4, p. 1021–1031, 2006. DOI: 10.1109/TPEL.2006.876844.
- [30] M. Khan, A. Haque, V. Kurukuru, H. Wang and F. Blaabjerg, "Standalone operation of distributed generation systems with improved harmonic elimination scheme," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 9, no. 6, p. 6924–6934, 2021. DOI: 10.1109/JESTPE.2021.3084737.

- [31] C. R. Jiménez Román, E. Hernández Mayoral and M. Madrigal Martínez, "Experimental Comparison of the Different Switching Techniques applied to Back-to-Back Converter connected to DFIG-based Wind Turbine for Harmonic Analysis," *IEEE Latin America Trans.*, vol. 21, no. 1, 2022. DOI: 10.1109/TLA.2023.10015136.
- [32] N. Alwaz, S. Raza, S. Ali, M. Bhatti and S. Zahra, "Harmonic power sharing and power quality improvement of droop controller based low voltage islanded microgrid," *RAEE*, p. 1–6, 2019. DOI: 10.1109/RAEE.2019.8887029.
- [33] T. Blooming and D. Carnovale, "Application of IEEE Std. 519-1992 harmonic limits," in *Proc. Conf. Rec. Annu. Pulp Ind. Tech. Conf.*, 2006. DOI: 10.1109/PAPCON.2006.1673767.
- [34] N. Cho, H. Lee, R. Bhat and K. Heo, "Analysis of harmonic hosting capacity of IEEE Std. 519 with IEC 61000-3-6 in distribution systems," in *IEEE PES GTD Grand Int. Conf. Expo. Asia*, 2019. DOI: 10.1109/GTDAsia.2019.8715918.
- [35] F. Nejabatkhah and Y. Li, "Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, p. 7072–7089, 2015. DOI: 10.1109/TPEL.2014.2384999.
- [36] F. Zheng, Y. Chen, Y. Zhang, Y. Lin and M. Guo, "Low voltage ride through capability improvement of microgrid using a hybrid coordination control strategy," *Journal Renew. Sustain. Energy*, vol. 11, 2019. DOI: 10.1063/1.5061690.
- [37] M. Bollen, J. Zhong, F. Zavoda, J. Meyer, A. McEachern and F. Lopez, "Power Quality aspects of Smart Grids," *Renew. Energ. a 2nd Power Quality Journal*, vol. 1, p. 1061–1066, 2017. DOI: 10.24084/repqj08.583.
- [38] J. Kaushal and P. Basak, "Power quality control based on voltage sag-swell, unbalancing, frequency, THD and power factor using artificial neural network in PV integrated AC microgrid," *Sustain. Energ. Grids and Netw.*, p. 100365, 2020. DOI: 10.1016/j.segan.2020.100365.
- [39] A. Shafiefi, M. Dehkordi, A. Kiyomarsi and S. Farhangi, "A Control Approach for Small-Scale PMSG-based WECS in the Whole Wind Speed Range," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 12, p. 9117–9130, 2017. DOI: 10.1109/TPEL.2017.2655940.
- [40] M. M. Shabestary, and Y.A.R.I. Mohamed, "Autonomous coordinated control scheme for cooperative asymmetric low-voltage ride-through and grid support in active distribution networks with multiple DG units," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 3, pp. 2125–2139, 2020. DOI: 10.1109/TSG.2019.2948131
- [41] A. Arranz, A. Zorita, D. Morinigo, and O. Duque, "A review of total harmonic distortion factors for the measurement of harmonic and inter-harmonic pollution in modern power systems," *Energies*, vol. 14, no. 20, p. 6467, Oct. 2021. DOI: 10.3390/en14206467.
- [42] Das, J.C., *Power System Harmonics and Passive Filter Designs*. John Wiley & Sons, Hoboken, 2015. DOI: 10.1002/9781118887059.



E. Hernández-Mayoral received the master's and D.Sc. degrees in electrical engineering from the Technological Institute of Morelia in 2010 and 2015, respectively. He was a Professor and a Researcher with Universidad del Istmo, Oax., Mex. He is currently a Cathedra-CONACyT with the Institute of Renewable Energies, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). His current research interests include power quality and smart electric microgrids.



C. R. Jiménez-Román obtained the degree in Renewable Energy Engineering from the University of Sciences and Arts of Chiapas in 2016 and the degree of Master of Science in Wind Energy from the Universidad del Istmo in 2019. He is currently a doctoral student at the Renewable Energy Institute of the UNAM. His main lines of research are related to wind energy, power quality, power electronics and microgrids.