INGENIERÍA INVESTIGACIÓN Y TECNOLOGÍA volumen XXV (número 4), octubre-diciembre 2024 1-13 ISSN 2594-0732 FI-UNAM artículo arbitrado Información del artículo: Recibido: 1 de julio de 2024, aceptado: 11 de septiembre de 2024 Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International (CC BY-NC-ND 4.0) license https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2024.25.4.030



Validación de una microrred mediante software in the loop para la inyección de potencia activa en redes eléctricas de distribución

Microgrid validation using software in the loop for the active power injection into the electrical distribution networks

Martínez-Vega Roberto Emmanuel Instituto de Energías Renovables Universidad Nacional Autónoma de México, Morelos, México Correo: mavere@ier.unam.mx https://orcid.org/0009-0003-9668-4119

Salgado-Herrera Nadia María Instituto de Energías Renovables Universidad Nacional Autónoma de México, Morelos, México Correo: nasahe@ier.unam.mx https://orcid.org/0000-0002-4973-991X

Rodríguez-Hernández Osvaldo Instituto de Energías Renovables Universidad Nacional Autónoma de México, Morelos, México Correo: osroh@ier.unam.mx https://orcid.org/0000-0002-6567-4669 Robles Miguel Instituto de Energías Renovables Universidad Nacional Autónoma de México, Morelos, México Correo: mrp@ier.unam.mx https://orcid.org/0000-0002-0065-1124

Rodríguez-Rodríguez Juan Ramón Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería Departamento de Energía Eléctrica Correo: Jr_rodriguez@fi-b.unam.mx https://orcid.org/0000-0002-4630-8655

Resumen

Este artículo presenta una estrategia para la formación de una microrred para la integración de potencia activa en redes eléctricas de distribución mediante fuentes renovables. La generación distribuida depende de la creación de accesos de energía renovable interconectados en puntos de acoplamiento común (PCC) de los diferentes niveles de voltaje. El principal esquema de interconexión que presenta una microrred es la integración de sistemas de almacenamiento de energía por baterías y fuentes de energías renovables con naturaleza de generación variable o estocástica, tales como, los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE) y los sistemas de conversión de energía solar (SCES). El cumplimiento del código de red 2.0 en México es indispensable para la interconexión de plantas de generación distribuida menores a 0.5 MVA, en redes de 1 kV a 13.8 kV, acatando índices técnicos, tales como: *i*) factor de potencia y regulación Volt/VAR; *ii*) distorsión armónica total y *iii*) desbalances/soporte de variación de voltaje. Este artículo presenta la evolución de una microrred para la integración de potencia activa en redes eléctricas de distribución, mediante el análisis, modelado, diseño, simulación y validación en tiempo real de accesos de energía renovable distribuida; el escenario de estudio y validación de esta propuesta de investigación se genera a través de un modelo matemático completo y se corrobora por los resultados de simulación en MATLAB-Simulink®, mediante la metodología Software In the loop y el simulador en tiempo real Opal-RT Technologies®, proporcionando un entorno de simulación virtual para el desarrollo de la microrred y prueba de estrategias de control, indicando una compensación de voltaje del enlace de CD e inyección de potencia con una eficiencia de 95 %.

Descriptores: Sistemas de conversión de energía eólica, sistemas de conversión de energía fotovoltaica, dispositivos de electrónica de potencia, almacenamiento de energía, generación distribuida, metodología software in the loop, Opal-RT Technologies®.

Abstract

This paper presents a strategy for the active power integration in electrical distribution networks by a microgrid, using renewable sources. Distributed generation depends on the creation of renewable energy access interconnected into the points of common coupling (PCC) of different voltage levels. The main interconnection scheme presented by a microgrid is the integration of battery energy storage systems and renewable energy sources with a variable and stochastic generation nature, such as wind energy conversion systems (WECS) and Solar Energy Conversion Systems (SCES). Compliance with the 2.0 network code in Mexico is essential for the interconnection of distributed generation plants less than 0.5 MVA, in electrical networks from 1 kV to 13.8 kV, satisfying with technical indices, such as: *i*) power factor and/or Volt/VAR regulation; *ii*) total harmonic distortion and *iii*) voltage variation imbalances/support. This paper presents the evolution of a microgrid in the active power integration in electrical distribution networks, through the analysis, modeling, design, simulation and real-time validation of distributed renewable energy access; the study and validation scenario of this research proposal is generated through a complete mathematical model and is corroborated by the simulation results in MATLAB-Simulink®, using the Software In the loop methodology and the real-time simulator Opal-RT Technologies®, providing a virtual simulation environment for microgrid development and testing of control strategies, indicating DC-link voltage compensation and power injection with efficiency of 95 %.

Keywords: Wind power conversion systems, photovoltaic energy conversion systems, power electronic devices, energy storage, distributed generation, software in the loop methodology, Opal-RT Technologies.

Validación de una microrred mediante software in the loop para la inyección de potencia activa en redes eléctricas de distribución

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, uno de los principales retos a nivel global es el cambio climático, el cual se refiere al incremento de la temperatura mundial a causa de la emisión de gases de efecto invernadero, especialmente dióxido de carbono. Este aumento de la temperatura produce consecuencias significativas en el clima, el medio ambiente y la vida en el planeta, como el ascenso del nivel del mar, el deshielo de los glaciares, la acidificación del océano, la desertificación y la pérdida de biodiversidad (Bárcena et al., 2020). Para afrontar esta problemática, se han emprendido acciones que buscan la sostenibilidad, un ejemplo destacado y posiblemente el más relevante, es la adopción de los 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS) por parte de la organización de las naciones unidas (ONU), los cuales se proponen para que, tanto países desarrollados como en desarrollo, tengan un futuro más sostenible (Ehnberg, 2022). El objetivo número siete de los ODS hace hincapié en la importancia de garantizar un acceso seguro, sostenible, moderno y asequible a la energía para todos. Esto ha llevado a la realización de investigaciones que garanticen una red eléctrica confiable, robusta y que asegure un suministro continuo e ininterrumpido de energía, ya que es necesaria para el correcto funcionamiento de tecnologías críticas, como sistemas de salud, comunicaciones, seguridad y control industrial de procesos (Mumbere et al., 2021; Vugrin et al., 2017; Cepal, 2019).

Se ha considerado la descentralización de la generación de electricidad como una solución para aliviar la congestión en la red eléctrica, permitiendo la armonización del suministro, abriendo un mercado para la instalación de nuevas tecnologías (Engel *et al.*, 2018). Según la agencia internacional de energía (AIE), la producción mundial en 2020 fue de 168.8 petavatios hora (PWh), disminuyendo en un 3.5 % debido a la pandemia del virus SRAS-CoV-2. El 64.6 % de esta cantidad provino de fuentes fósiles, mientras que un 25.5 % fue de fuentes renovables y el 9.9 % de energía nuclear.

Un problema en diferentes partes del mundo es llevar energía a las regiones rurales alejadas. Lo que significa que no cuentan con acceso a este servicio. Dado que las fuentes de energía renovable (FER) suelen estar dispersas, la generación distribuida (GD) puede ser una opción atractiva para satisfacer la demanda de electricidad en estas zonas. Hoy en día la generación distribuida genera ventajas técnico/económicas como:

- Ahorro de grandes inversiones en líneas eléctricas hacia zonas no electrificadas.
- Eliminación de las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución; y

3. Nuevas oportunidades de negocios en las nuevas zonas electrificadas.

En México cerca de 500 mil viviendas aun no cuentan con energía eléctrica, la mayoría de éstas se encuentran en zonas rurales y en comunidades indígenas (Aguirre, 2016), para lo cual, fuentes locales de generación representan una opción viable a mediano y largo plazo para su electrificación, incrementando sus oportunidades de crecimiento económico y calidad de vida (Chiradeja, & Ramakumar, 2004; De Andrade *et al.*, 2020).

De acuerdo con el departamento de energía de los Estados Unido una microrred se define, como un grupo de cargas, micro-fuentes y recursos de generación distribuida con límites eléctricos claramente definidos, capaces de autoabastecerse y operar de manera autónoma a la red de distribución, con el fin de asegurar la continuidad del suministro eléctrico (Mayoral et al., 2021). Esto queda establecido en la norma IEEE STD 1547.4 (2011), como la integración dinámica de los desarrollos en ingeniería eléctrica, energías renovables, almacenamiento energético y los avances de las tecnologías de la información y comunicación (TIC); permitiendo que las áreas de coordinación de protecciones, control, instrumentación, medida, calidad y administración de energía, sean concatenadas en un solo sistema de gestión con el objetivo primordial de tener un uso eficiente y racional de la energía, ayudando a reducir las emisiones de CO2 y el calentamiento global.

Las microrredes pueden encontrarse en rangos operativos de baja y media tensión, abarcando desde 400 V hasta 69 kV, variando en tamaño; siendo grandes y complejas, llegando a decenas de MW, con múltiples recursos de generación y unidades de almacenamiento que satisfacen varias cargas (Farrokhabadi et al., 2020). Estas tienen dos modos de operación: Interconectadas a un PCC de la red eléctrica o en modo isla. El modo isla o fuera de la red está diseñado para operar de forma autónoma y es el más eficiente debido a que hay menos fluctuaciones de voltaje y potencia. Por otro lado, el modo interconectado es más flexible, ya que permite a la microrred inyectar y absorber potencia del PCC (Tabrizi et al., 2012). Existe un tercer modo -híbrido-, donde la microrred se conecta y desconecta, es decir, cuando la red eléctrica falla la microrred cambia al modo fuera de la red, y se integra nuevamente a través del PCC cuando la red eléctrica normaliza su suministro (Zhang et al., 2021), permitiendo medir en tiempo real los datos de consumo y producción de electricidad (Ting et al., 2019).

La visión creada desde hace más de una década en la integración de accesos de energía renovable distribuida en un ambiente de microrredes eléctricas inteli-

gentes, sin duda presenta un rápido desarrollo (Li et al., 2023; Annaswamy, 2013; Cecati et al., 2010), pero aún se ve afectada por varios factores que incluyen una mayor rentabilidad, iniciativas políticas, contaminación ambiental y seguridad energética. Por lo tanto, es necesario desarrollar e incorporar tecnologías, controles y herramientas modernas en redes eléctricas, tales como inversores inteligentes, sistemas de almacenamiento de energía y controles jerárquicos de redes y microrredes, con la capacidad de interconectar, evitar la pérdida de potencia generada y dar paso al concepto de resiliencia en una microrred; la cual, permite tener cuatro características que fortalecen al sistema eléctrico, anticipación, absorción, recuperación y adaptabilidad después de un evento causado por un fenómeno adverso de la calidad de la energía (Li, 2020). Una microrred resiliente puede recuperar su equilibrio en el menor tiempo posible, mientras se minimizan los daños provocados por un evento, es decir, la capacidad de resistencia de un sistema ante desastres es un factor clave para aumentar su resiliencia (Ghosh, 2021).

Este artículo presenta la evolución de una microrred para la integración de potencia activa en redes eléctricas de distribución, mediante el análisis, modelado, diseño, simulación y validación en tiempo real de accesos de energía renovable distribuida; el escenario de estudio y validación de esta propuesta de investigación se genera a través de un modelo matemático completo y se corrobora por los resultados de simulación en MAT-LAB-Simulink®, mediante la metodología Software In the loop y el simulador en tiempo real Opal-RT Technologies®, proporcionando un entorno de simulación virtual para el desarrollo de la microrred y prueba de estrategias de control, indicando una compensación de voltaje del enlace de CD e inyección de potencia con una eficiencia de 95 %.

Generación distribuida mediante sistemas de conversión de energía

Sistema de conversión de energía eólica

La producción de electricidad mediante turbinas de viento da origen a los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE), también conocidos como sistemas eólicos, los cuales, son uno de los más atractivos y con mayor crecimiento, debido a su disponibilidad e incorporación en el sistema eléctrico desde diferentes áreas geográficas. Como muestra, la generación eólica mundial en el año 2019 reporta una capacidad instalada de 650.8 (WWEA, 2020).

En el año 2020 debido a la crisis del COVID-19, los sistemas eólicos tuvieron un impacto global, experimentando una desaceleración generalizada en la mayoría de los mercados de solamente un 6 % (GWEC, 2020), logrando únicamente una capacidad instalada de 733.276 GW (Lee & Zhao, 2021; IRENA, 2021; Report citation ren21, 2021); en 2021 se obtuvieron 823.4 GW (Dhabi, 2022), continuando con una expectativa de generación para el año 2023 de 903 GW (GWEC, 2020) y 1000 GW para finales del 2024 (GWEC, 2018), esto ha sido posible por el constante desarrollo y bases ya preestablecidos en distintos puntos del mundo. En México no son la excepción, en 2019 se obtuvo una producción de 4 875 MW (IRENA, 2019), mientras que en abril 2021 se aumentaron 1187 MW un equivalente en generación de 7.56 % (Zarco, 2021). Entonces, el crecimiento de los sistemas eólicos es innegable indicando que sin duda son una fuente de energía renovable resiliente.

Los encargados de convertir la energía cinética del viento a energía eléctrica son los generadores, entre los más destacados se encuentra el generador síncrono de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés) y los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés). Debido a que el PMSG, solo requiere del movimiento de la turbina por el viento, en otras palabras, no necesita de una fuente de alimentación complementaria, para la generación de energía eléctrica (Sun *et al.*, 2019).

En la Figura 1 se encuentra un esquema de la interconexión del SCEE a la red eléctrica, en el que se tiene un convertidor de electrónica de potencia de CA/CD-rectificador, a través del cual se determina la velocidad angular del PMSG y un convertidor fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés) en modo inversor-conversión CD/CA, mediante el cual se mantiene constante el enlace de CD para controlar la inyección de potencia activa.



Figura 1. Topología de un sistema de conversión de energía eólica (Sun *et al.*, 2019)

En la Figura 1 se da a conocer la potencia entregada por el SCEE. Este necesita conocer el radio del aerogenerador, la velocidad del viento (v), el coeficiente de potencia que es la máxima potencia que puede ser extraída (Cp), en relación con la velocidad en la punta del aspa (λ) y el ángulo de ataque (β), cabe mencionar que el valor del Cp, no rebasa el límite de Betz (16/27), por último, la densidad del fluido (ρ) que en este caso es del aire: Validación de una microrred mediante software in the loop para la inyección de potencia activa en redes eléctricas de distribución

$$P = 1/2 \cdot Cp(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \tag{1}$$

En (2), se tiene la relación entre la velocidad angular ω_r y el torque mecánico T_m , que dan como resultado la potencia mecánica y eléctrica del aerogenerador P_m :

$$P_m = T_m \cdot \omega_r \tag{2}$$

El torque mecánico se obtiene de (3), donde están involucrados H, D que son los parámetros de inercia y de fricción característicos del generador y el torque electromecánico, respectivamente:

$$T_m = T_e + D_{vor} + H \, dwr/dt \tag{3}$$

El torque electromecánico se da en (4):

$$T_e = 3/2 \ i^d \left(L^q - L^d\right) + \lambda_m \cdot i^d \tag{4}$$

En este trabajo de investigación se necesita un generador eléctrico del tipo PMSG de geometría cilíndrica, por lo que la inductancia es uniforme $L^q = L^d$, entonces (4) se simplifica a (5):

$$T_e = 3/2 \cdot \lambda_m \cdot i^d \tag{5}$$

Sistema de conversión de energía fotovoltaica

Los sistemas de conversión de energía fotovoltaica (SCEF) o sistemas fotovoltaicos contribuyen significativamente, siendo china el mayor productor con 175 GW de potencia (Bellini, 2019). Mientras que, a finales del 2018 en México se produjo una potencia instalada de 2541 MW (Lee & Zhao, 2021); en 2019 se creó un aumento de potencia global de 593.9 GW (Research, Markets, 2019. Finalmente, en el año 2023 se obtuvo una expectativa de crecimiento de 1296 GW (GWEC, 2018).

La celda fotovoltaica es la unidad mínima que convierte la energía solar en electricidad. El principio de funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico, el cual consta en exponer la unión de dos materiales semiconductores, tipo N y tipo P a la radiación electromagnética. Los fotones de la luz solar tienen la suficiente energía para liberar electrones de los átomos de la unión del material semiconductor, lo que crea una corriente eléctrica (Khursheed *et al.*, 2019).

La Figura 2 muestra el diagrama de un circuito equivalente de una celda solar fotovoltaica, en el que se tiene conectado en paralelo a tres elementos, la fuente independiente de corriente, un diodo y una resistencia, añadido a eso se tiene una resistencia en serie.



Figura 2. Circuito equivalente a una celda fotovoltaico

En (6), donde I_{pv} es la corriente entregada por la celda fotovoltaica, I_D es la corriente fotogenerada, esta dependerá de la irradiancia, I_{RP} es la corriente que pasa por la resistencia en paralelo, y por último I_{RS} es la resistencia que se encuentra en serie.

$$I_{PV} = I_{PH} - ID - I_{RP} \tag{6}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

Para conocer el dimensionamiento es necesario hacer uso de algunas ecuaciones y conocer datos de entrada, como son la potencia que entregará el SCEF y el voltaje de acoplamiento del VSC. El número del total de módulos (N_{TM}) a utilizar se obtiene de (7). Donde P_{mAFV} , es la potencia máxima que puede entregar el arreglo bajo condiciones estándar, la máxima potencia generada por el módulo bajo condiciones estándares de prueba, está representada por P_{mMEA} :

$$N_{TM} = \frac{P_{mAFV}}{P_{mMFA}} \tag{7}$$

En (8) se calcula el número de módulos en serie (N_{MS}):

$$N_{MS} = \frac{V_{INV}}{V_{mMFV}} \tag{8}$$

El voltaje de acoplamiento del VSC en modo inversor se encuentra representado con V_{INV} ; por otro lado, V_{mMFV} el voltaje máximo en el punto de máxima potencia. Si el resultado no es un entero, se redondeará al entero inmediato superior. Para el caso de los módulos en paralelo se ocupa (9), donde se necesita conocer el N_{TM} y el N_{MS} :

$$N_{MP} = \frac{N_{TM}}{N_{MS}} \tag{9}$$

Convertidor de electrónica de potencia CD/CD

El convertidor de electrónica de potencia CD/CD-Boost- es utilizado principalmente para elevar el voltaje del enlace de CD. En la Figura 3 se presenta el esquema convencional, donde se observa que el Boost se compone por una inductancia, un diodo, un capacitor y un transistor IGBT o MOSFET, como un interruptor controlado. Cuando el estado del Boost es encendido, quiere decir que el interruptor está cerrado, lo que hace que la corriente fluya a través del inductor (*L*), lo que produce un campo magnético. Caso contrario y el Boost está en estado apagado, el interruptor está abierto lo que produce que la energía almacenada en *L*, se pase al diodo (*D*) y se carga el capacitor para que la tensión del circuito sea continua, a su vez, servirá para cubrir la carga (*R*).

La corriente del inductor se reducirá a medida que el voltaje a través del inductor se invierta y el campo magnético generado previamente disminuya para mantener el flujo de corriente hacia la carga.



Figura 3. Esquema del circuito convertidor elevador Boost CD/ CD, en estado encendido

La ecuación característica del convertidor se expresa en (10):

$$V_{out} = n \cdot V_c \Longrightarrow V_c \ V_{in} / 1 - D \tag{10}$$

Donde:

n = número de niveles que se agregaran $V_{in} =$ voltaje de entrada D = ciclo de servicio

Sistema de almacenamiento de energía por baterías

A medida que las fuentes de energía renovable se van popularizando en la generación de energía, se han creado sistemas de almacenamiento de energía para contrarrestar los problemas estocásticos y de velocidad variables que presentan las fuentes renovables, tales como sistemas eólicos y solares. Existen diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, como la mecánica, térmica, química, electroquímica y eléctrica. En este caso, se ha seleccionado un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS, por sus siglas en inglés), específicamente electroquímico con baterías de ion-litio. Sus principales ventajas son: Su alta densidad de energía, la cual varía entre 150-350 [Wh/kg], y su largo ciclo de vida, que puede oscilar entre 1500 y 4500 ciclos.

Para conocer el voltaje en la batería se deben tener dos tiempos sucesivos donde se consideren: la potencia de carga p_t^c , potencia de descarga p_t^d , eficiencia de carga η^c , eficiencia de descarga η^d y la tasa de autodescarga ζ . En (11) se encuentra la relación que tienen estas variables en el BESS:

$$V_{bat} = V_{t-1}(1-\zeta) \cdot p_{t-1}^c \cdot \Delta t \cdot \eta^{\vec{cd}} - p_{t-1}^d \cdot \frac{\Delta t}{\eta^d}$$
(11)

En la Figura 4 se presenta un circuito equivalente de una batería, la cual se compone de tres elementos en serie con la fuente, dos de ellos son un arreglo en paralelo de una resistencia y un capacitor.



Figura 4. Esquema de un circuito equivalente de un BESS (Kamrueng et al., 2020)

MODELADO Y ESTRUCTURA DE UNA MICRORRED MEDIANTE LA METODOLOGÍA SIL

En esta investigación para demostrar y validar la conformación de una microrred se debe tener la certeza del funcionamiento de manera robusta y eficiente, con el fin de evitar pérdidas monetarias, así como fenómenos adversos a la calidad de la energía (tales como: alto contenido armónico, factor de potencia no unitario, etc.), asimismo pérdidas de una o más unidades de fuentes de generación variable e incluso evitar riesgos que atenten contra la existencia del ser. Entonces, la necesidad de representar digitalmente el comportamiento de las redes eléctricas ha conllevado al desarrollo de varios programas computacionales utilizando técnicas de integración numérica para resolver ecuaciones diferenciales que representan en conjunto a los equipos eléctricos de una red como generadores, trasformadores y líneas de transmisión, en donde es deseable contar con técnicas de simulación que representen la operación de las microrredes de la forma más exacta posible. En este escenario, una limitante de exactitud resulta cuando se seleccionan pasos de integración numérica muy pequeños para simular redes eléctricas de gran tamaño o con alto nivel de detalle, lo cual puede generar tiempos de análisis digital mucho mayores que el tiempo físico del fenómeno eléctrico analizado.

En ocasiones el tiempo de cómputo puede ser mayor o menor que el tiempo discreto, ocasionando simulaciones fuera de línea (Bélanger et al., 2010). En consecuencia, varios desarrolladores de simuladores digitales han propuesto nuevas técnicas de análisis numérico, capaces de llevar a cabo simulaciones con múltiples pasos de tiempo y operación en paralelo de procesadores, logrando así operar modelos computacionales que funcionan a la misma velocidad que el sistema real que representan, solidificando así el concepto de simulación en tiempo real, algunas metodologías de simulación en tiempo real se muestran en la Figura 5. En otras palabras, la simulación en tiempo real asegura que la simulación de un fenómeno eléctrico de unos pocos segundos, tarde en efecto los mismos pocos segundos. Algunos simuladores comerciales en tiempo real son: Opal-RT Technologies® (Opal R.T. Technologies, 2021), simulador digital en tiempo real (RTDS®) (R. T. D. S. Technologies, 2023).



Figura 5. Metodologías de simulación en tiempo real, a) Aceleración de la simulación, b) SIL

En este artículo se propone la validación de la microrred mediante la metodología Software In the Loop (SIL) (Uriarte & Dufour, 2013) donde la integración del código fuente es compilado en un modelo matemático, proporcionando un entorno de simulación virtual para el desarrollo y prueba de estrategias de control detalladas para sistemas grandes y complejos, ganando características descritas en la Figura 5, que son:

- 1. Computo del CPU.
- Desarrollo Firmware en un arreglo de compuertas lógicas programables en campo (FPGA, por sus siglas en inglés).
- 3. Comunicación del sistema.
- 4. Adquisición de datos en tiempo real.

La microrred está compuesta por dos sistemas de conversión de energía, uno eólico y el otro fotovoltaico, al igual se integra un sistema de almacenamiento de energía por baterías, como se observa en la Figura 6; dando como resultado una inyección de potencia activa de 75 kW en un PCC de la red eléctrica de distribución, es decir, el SCEE integra 30 kW, al igual que el SCEF de 30 kW, mientras que el BESS añade 15 kW (Figura 6).



Figura 6. Estructura de la Microrred

En (12) se presenta la potencia total que suministra la microrred, donde P_{SCEE} , P_{SCEF} , P_{BESS} , son las potencias de cada uno de los elementos que contiene la microrred:

$$P_{total} = P_{SCEE} + P_{SCEF} + P_{BESS}$$
(12)

En este escenario, los convertidores de electrónica de potencia están enfocados en proporcionar controlabilidad y flexibilidad a las redes eléctricas, desde la generación basada en los SCEE y SCEFV hasta el usuario final, es decir, es la aplicación de la electrónica de estado sólido para el control y la conversión de la energía eléctrica, con la máxima eficiencia posible; seleccionando la mayor relación costo beneficio para su desarrollo y cumplimiento de los códigos de red (Hou *et al.*, 2022).

Control en lazo cerrado de la microrred

Un VSC nos ayuda a controlar la distribución de la potencia generada. En la Figura 7 se presenta un diagrama que contiene las salidas del VSC voltaje de CD a CA, donde V_t es voltaje trifásico en las terminales de CA del VSC, V_g es el voltaje de la red, la impedancia de acoplamiento es dada por la suma de voltaje de la resistencia V_g y el voltaje de la inductancia V_L .



Figura 7. Diagrama de voltajes del VSC (Salgado et al., 2015)

A partir de la Ley de Voltajes de Kirchoff se desarrollan un par de ecuaciones. En (13) se presentan los puntos donde se puede medir el voltaje en el VSC:

$$-V_{t}(t) + V_{R}(t) + V_{L}(t) + V_{g}(t) = 0$$
(13)

Otra forma de expresar la Ecuación (13) es la que se muestra en (14), ahí se observa cómo se obtiene la impedancia de acoplamiento con los valores de la resistencia y la inductancia. El flujo de potencia está determinado por la dirección de la corriente i_L^{abc} que circule por la impedancia de acoplamiento. Cuando el VSC inyecta potencia activa en el PCC y además con un $FP \approx 1$, existe un desfase de 180° entre la corriente i_L^{abc} y el voltaje de la red, V_g^{abc} .

$$\overline{V_t^{abc}}(t) - \overline{V_g^{abc}}(t) = \overline{R^{abc}} \cdot \vec{t}_L^{abc}(t) + \overline{L^{abc}} \cdot \frac{d\vec{t}_t^{abc}}{dt}$$
(14)

Los superíndices *a*,*b*,*c* se ocupan para identificar las fases del sistema trifásico que están defasadas 120°. En (15), se presenta el voltaje trifásico en función del índice de modulación (m^{abc}) y el voltaje de en CD (V_{DC}):

$$\overline{V}_{t}^{abc} = \frac{1}{2} \cdot \vec{m}^{abc}(t) \cdot V_{DC}(t)$$
(15)

Sustituyendo (15) en (14) da como resultado (16):

$$\vec{L}^{abc} \frac{d}{dt} \vec{t}_{L}^{abc}(t) = \left[\frac{1}{2} \cdot \vec{m}^{abc}(t) \cdot V_{DC}(t) - \vec{V}_{g}^{abc} - \left(\vec{R}^{abc} \cdot \vec{t}_{L}^{abc}(t)\right)\right]$$
(16)

Con base en la transformación de Clarke y Park, se utiliza el marco de referencia dq0, además de incluir el acoplamiento cruzado de inductancias, entre la corriente activa i_d y la corriente reactiva $i_{q'}$ esto se presentan en (17a), (17b):

$$\frac{d}{dt}\vec{\iota}_{L}^{d}(t) = \frac{1}{L_{\downarrow}^{d}} \cdot (17a)$$

$$\left[\frac{1}{2} \cdot \vec{m}^{d}(t) \cdot V_{DC}(t) - \vec{V}_{g}^{d} - \vec{R}^{d} \cdot \vec{\iota}_{L}^{d}(t) - \left(\vec{L}_{q} \cdot \omega_{O} \cdot \vec{\iota}_{q}(t)\right)\right]$$

$$\frac{d}{dt}\vec{\iota}_{L}^{q}(t) = \frac{1}{L^{q}} \cdot (17b)$$

$$\left[\frac{1}{2} \cdot \vec{m}^{q}(t) \cdot V_{DC}(t) - \vec{V}_{g}^{q} - \vec{R}^{q} \cdot \vec{\iota}_{L}^{q}(t) + \left(\vec{L}_{d} \cdot \omega_{O} \cdot \vec{\iota}_{d}(t)\right)\right]$$
(17a)

La Ecuación (18) se muestra en función del índice de modulación. Es una ecuación de primer orden que permite desarrollar un control de corrientes en el marco de referencia de dq0:

$$\vec{m}^{d}(t) = \frac{2}{V_{DC}^{d}} \vec{L}^{d} \cdot \frac{d}{dt} \vec{\tau}^{d}(t) + \vec{R}^{d} \cdot \vec{t}_{L}^{d}(t) + \vec{V}_{g}^{d} + \left(\vec{L}_{q} \cdot \omega_{O} \cdot \vec{t}_{q}(t)\right)$$
(18a)

$$\vec{m}^{q}(t) = \frac{2}{V_{DC}^{q}} \vec{L}^{q} \cdot \frac{d}{dt} \vec{\iota}^{d}(t) + \vec{R}^{q} \cdot \vec{\iota}_{L}^{q}(t) + \vec{V}_{g}^{q} + \left(\vec{L}_{d} \cdot \omega_{O} \cdot \vec{\iota}_{d}(t)\right)$$
(18b)

Se debe resaltar que la planta del sistema está dada por la impedancia de acoplamiento, está conformada por la parte inductiva y resistiva, esto se ve en (19):

$$\vec{e}^{dq}(t) = \vec{L}^{dq} \cdot \frac{d}{dt} \vec{\iota}_{L}^{dq}(t) + \left(\vec{R}^{dq} \cdot \vec{\iota}_{L}^{dq}(t)\right)$$
(19)

El resultado en (18) se traslada al dominio de la frecuencia que se muestra en (20):

$$\vec{m}^{dq}(s) = \frac{2}{V_{DC}^{dq}(s)} \Big[(\vec{L}^{dq} \cdot \vec{R}^{dq}) \cdot \vec{t}^{dq}(s) + \vec{V}_{g}^{q} \pm (\vec{L}_{d} \cdot -\omega_{O}) \cdot \vec{t}^{dq}(s) \Big]$$
(20)

Para generar una retroalimentación en lazo cerrado de la corriente y la potencia se utiliza un compensador Proporcional + Integral (*PI*). La función de transferencia nos da la relación de una señal de salida y una de entrada en un lazo cerrado. El polo de la planta se da en (21):

$$S(S) = \frac{-\vec{R}^{dq}}{\vec{L}^{dq}}(S) \tag{21}$$

Están cerca del origen, para evitar que empiece a caer la magnitud y la fase de la ganancia en frecuencias bajas, se ocupa el cero del compensador PI, este se da en (22), con la ganancia proporcional e integral:

$$S(S) = \frac{-\vec{k}_i^{dq}}{\vec{k}_p^{dq}}(S)$$
(22)

En (23) se tiene la relación ente el polo de la planta y el cero del controlador *PI* (21) y (22), donde τ_j es el tiempo que tarda en ejecutar el lazo cerrado de la función de trasferencia de primer orden:

$$\frac{\frac{k_p}{\tau_j}}{\frac{k_i}{\tau_j}} = \frac{-R}{L}$$
(23)

La potencia activa y reactiva son calculadas en las siguientes Ecuaciones (24), (25), son independientes por la corriente. Donde $i_d e i_{q'}$ es la corriente, V_d es el voltaje, las tres componentes pertenecen al marco de referencia dq0:

$$P_{sref}(t) = \frac{3}{2} \cdot V_d \cdot i_d(t) \tag{24}$$

$$Q_{sref}(t) = \frac{3}{2} \cdot V_d \cdot i_q(t)$$
⁽²⁵⁾

Resultados: Integración de potencia activa en redes de Distribución

En este artículo se presentan siete casos de estudio, donde se desarrolla la metodología de la integración de potencia activa en redes de distribución y se describe en la Figura 8, donde tres casos son desarrollados en Matlab-Simulink® y cuatro son validados mediante la metodología SIL a través del simulador en tiempo real Opal-RT Technologies ®.



Figura 8. Diagrama a bloques de la microrred propuesta para la inyección de potencia activa

Los resultados tienen como objetivo visualizar y proporcionar un entorno de simulación virtual para el desarrollo y prueba de estrategias de control, técnicas de modulación y prueba de diversas topologías de conver-



Simulación mediante Matlab-Simulink $\ensuremath{\mathbb{B}}$: Casos de estudio integración independiente de cada sistema de generación variable y el BESS

En la Figura 9 se presenta el caso de estudio correspondiente a la integración de potencia activa por el SCEE, integrando una potencia de 30 kW.

De igual forma, en la misma gráfica se destaca la potencia de salida y la de entrada, con la cual se puede sacar la eficiencia, esto se puede ver en la Tabla 1. Por otro lado, en la parte inferior se muestra el comportamiento del voltaje del enlace de CD, se puede ver que tiene un rizo, esto se debe a las pérdidas por conmutación que presenta el rectificador.

Tabla 1. Eficiencias para los casos de estudio del SCEE y SCEF

Caso de estudio	Potencia de entrada [kW]	Potencia de salida [kW]	Eficiencia [%]
SCEE	3.25	3.40	95.58
SCEF	2.99	3.12	95.83

La Figura 10 muestra el comportamiento de la inyección de potencia activa del SCEF. Al inicio tiene una potencia de arranque de 15 kW, ya que empieza a generar a la mitad de su potencia máxima, en el segundo tres, empieza a generar a su potencia máxima, que es de 30 kW, en la Tabla 1 se da a conocer la eficiencia de la integración del SCEF. En la parte inferior se puede ver que el comportamiento del voltaje es estable y no se afecta a la calidad de la energía que se inyecta.







Figura 10. Gráfica del comportamiento de la potencia activa del SCEF y el voltaje en el enlace de CD

El tercer caso simulado en Matlab-Simulink® se presenta en la Figura 11 en donde se da a conocer el comportamiento de la inyección del BESS; la capacidad de este sistema es de 15 kW. Al igual que los casos anteriores se da a conocer la potencia activa de entrada y de salida, donde se observa que tarda menos de tres segundos para estabilizarse. Por otro lado, la parte inferior de la figura muestra el comportamiento del voltaje en el enlace de CD, el cual se puede ver estable, ya que en todo momento está en el valor que se quiere 660 V.

Validación con Opal-RT Technologies® de integración de potencia activa en redes de distribución por la microrred

Anteriormente se mostró la interconexión individual en el PCC de cada sistema de generación variable y el sistema de almacenamiento, comprobando que la estrategia de control empleada es robusta y eficiente al mantener constante el enlace de CD ante las dinámicas de integración del SCEE, SCES y el BESS, respectivamente. Con base en ello, esta sección muestra la formación de la microrred con el objetivo de comprobar el escenario de validación de la metodología SIL.

Los siguientes casos fueron validados en el simulador de tiempo real Opal-RT Technologies®. Los casos que se presentarán son la unión de dos sistemas de conversión de energía, un sistema de conversión de energía y el almacenamiento de energía y por último la integración de los tres elementos en el mismo tiempo, se dará a conocer el comportamiento de la potencia activa y del voltaje en el enlace de CD. Cabe mencionar que la integración de cada sistema de generación variable fue realizada acatando el concepto de simulación en tiempo real, es decir, en el segundo que especifica cada gráfica; permitiendo visualizar las dinámicas de la microrred y comprobando que las leyes control, las técnicas de modulación y las topologías son diseñadas y aplicadas correctamente al mantener a la microrred estable y proveyendo potencia activa en redes eléctricas.

El caso número uno se muestra en la Figura 12 que es el acoplamiento de dos sistemas de conversión de energía [SCEE, SCEF]. Se inyecta una potencia activa total de 60 kW, esto se da cuando los dos sistemas dan su potencia máxima, como se puede observar en un principio se tenía solamente al SCEF dando una potencia de 15 kW, ya que la condición inicial es que tuviera una irradiancia de 500 W/m^2 . Por otro lado, podemos ver que el voltaje en el enlace de CD mantiene el valor de los 660 V con un rizado a partir del segundo tres, debido a la entrada del SCEE y pérdidas de conmutación.



Figura 11. Gráfica del comportamiento de la potencia activa del BESS y el voltaje en el enlace de CD

Validación de una microrred mediante software in the loop para la inyección de potencia activa en redes eléctricas de distribución

En la Figura 13 se cumple la unión de dos elementos de la microrred. Como se aprecia, lo primero en entrar es el BESS, teniendo en tres segundos un estado estable para que pueda entrar el SCEE, la inyección de potencia activa se presenta en la parte superior, a su vez, se ve como al momento de unirse los dos elementos la potencia entregada final es de 45 kW. Por otra parte, el comportamiento del voltaje del enlace de CD se ve afectado con la entrada del SCEE, ya que por parte del generador se tienen pérdidas de conmutación generando un contenido armónico mayor, sin sobrepasar 5 % de lo establecido en las normas y el código de red.

En la parte inferior de la Figura 14 se muestra que el BESS logra estabilizarse cuando el SCEF llega a inyectar su máxima potencia, dando como resultado total la integración de 45 kW, sin embargo, a diferencia de la integración del SCEE, el comportamiento de voltaje se presenta con un bajo contenido armónico. El último caso validado en el simulador de tiempo real Opal-RT Technologies® se presenta en la Figura 15, en el cual se dan nuevas condiciones de entrada para cada elemento, viendo que en primer lugar entra el BESS y la potencia de 50 % del SCEF, teniendo diez segundos para estabilizarse, los siguientes diez segundos se inyecta una potencia de 45 kW, ya que el SCEF cambia sus condiciones de irradiancia permitiéndole inyectar su potencia máxima de 30 kW. Los últimos diez segundos se integra el SCEE, dando como resultado final una potencia total de 75 kW.

Finalmente, los índices de la calidad de la energía de la microrred en la Figura 16 muestran que la integración de potencia se encuentra en un rango permitido del código de red 2.0, es decir, el comportamiento del voltaje se presenta en la parte inferior, en el cual se puede ver que hasta que se integra el SCEE, se empieza a tener perdidas por conmutación, sin embargo, la cali-



INGENIERÍA INVESTIGACIÓN Y TECNOLOGÍA, VOlumen XXV (número 4), octubre-diciembre 2024: 1-13 ISSN 2594-0732 FI-UNAM



Figura 16. Índices de calidad de la energía en la microrred, a) THD presente en la integración de la microrred, b) defase entre voltaje y corriente de la fase a en el PCC

dad de la corriente integrada por la microrred contiene un *THDIrms* > 2%, tal y como se observa en la Figura 16a. Por otro lado, el factor de potencia se considera *FP*≈1, tal y como se observa en la Figura 16b, debido a que el ángulo de defasamiento entre el voltaje y la corriente es de 180° cuando se está inyectando potencia activa a la red de distribución.

CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado una estrategia de interconexión de una microrred, integrando potencia activa en la red eléctrica de distribución. La generación distribuida se ha inyectado mediante los accesos de energía renovable basados en SCEE y SCEF interconectados en un PCC y se ha formado una microrred híbrida al incorporar un BESS.

El escenario de estudio se ha realizado a través del modelo matemático completo, los resultados de simulación se han corroborado en MATLAB-Simulink®, los resultados de validación se han hecho mediante la metodología SIL y el simulador en tiempo real Opal-RT Technologies®. Cabe mencionar que la integración de cada sistema de generación variable ha sido realizada acatando el concepto de simulación en tiempo real, es decir, en el segundo que especifica cada gráfica. Asimismo, ha permitido visualizar las dinámicas de la microrred y comprobar que las leyes control, las técnicas de modulación y las topologías han sido diseñadas y aplicadas correctamente al mantener a la microrred estable y proveyendo potencia activa en redes eléctricas.

Con esta investigación se ha proporcionado un entorno de simulación virtual para el desarrollo y prueba de estrategias de control, técnicas de modulación y prueba de diversas topologías de convertidores de electrónica de potencia que involucren analizar casos de estudio de una mayor complejidad, tales como: La integración de una microrred con n sistemas de generación variable basados en fuentes de energía renovables.

Finalmente, el código de red 2.0 en México se ha cumplido al acatar los índices técnicos de interconexión de plantas de generación distribuida menores a 0.5 MVA en redes de 1 a 13.8 kV, teniendo un $FP\approx 1$, una distorsión armónica total de corriente < 2%, una compensación de voltaje del enlace de CD de 660V y se ha inyectado una potencia activa de 75 kW en redes de distribución con una eficiencia de 95 %.

FINANCIAMIENTO

Esta investigación fue financiada en parte por el Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica PAPIIT-UNAM con clave DGAPA-PAPIIT-IA104522 y en parte por el Programa de Apoyo al Avance del Personal Académico de la UNAM, PAS-PA-DGAPA-UNAM, 2023. Validación de una microrred mediante software in the loop para la invección de potencia activa en redes eléctricas de distribución

REFERENCIAS

- Aguirre, J. M. C. (pvem). (2016). Cámara de Diputados LXV Legislatura. Comunicación Social. Boletín N. 1343, Recuperado en diciembre de 2023 de http://www5.diputados.gob.mx/index. php/esl/Comunicacion/Boletines/2016/Abril/15/1343-En-Mexico-hay-500-mil-viviendas-sin-electricidad-principalmente-en-comunidades-indigenas-y-rurales
- Annaswamy, A. (2013). Smart grid research: control systems-IEEE Vision for smart grid control: 2030 and beyond roadmap. IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap. 1-12. Recuperado de https://doi.org/10.1109/IEEES-TD.2013.6648362
- Bárcena, J., Samaniego, W., Peres, J., & Alatorre, E. (2020) La emergencia del cambio climático en América Latina y el Caribe: ¿ Seguimos esperando la catástrofe o pasamos a la acción? CEPAL.
- Bellini, E. (2019). Global cumulative PV capacity tops 480 GW, irena says. P. V. Magazine, (abril 2019). Recuperado en diciembre de 2023 de https://www.pv-magazine.com/2019/04/02/globalcumulative-pv-capacity-tops-480-gw-irena-says/
- Bélanger, J., Venne, P., & Paquin, J. N. (2010). The what, where and why of real-time simulation. Tech. rep. *Planet RT.*, 37-49. Recuperado en octubre de 2023 de https://www.opal-rt.com/hardware-in-the-loop/
- Cecati, C., Mokryani, G., Piccolo, A., & Siano, P. (2010). An overview on the smart grid concept. En IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 3322-3327. Recuperado de http://10.1109/IECON.2010.5675310
- Cepal N. (2019). Ods 7: Energía asequible y no contaminante.
- Chiradeja, P., & Ramakumar, R. (2004). An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(4), 764-773. http://10.1109/ TEC.2004.827704
- De Andrade, J. V. B., Rodrigues, B. N., Dos Santos, I. F. S., Haddad, J., & Tiago-Filho, G. L. (2020). Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting brazilian economic development. *Energy Policy*, 143, 111555. https://doi. org/10.1016/j.enpol.2020.111555
- Dhabi, I. A. (2022). Renewable energy statistics 2022. Tech. rep. Recuperado en enero de 2024 de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2022.pdf
- Ehnberg, J. (2022). Teaching the sustainable development goals based on smart grids and vice versa. En 2022 31st Annual Conference of the European Association for Education in Electrical and Information Engineering (EAEEIE), 1-6. Recuperado de http://10.1109/EAEEIE54893.2022.9820505
- Engel, S., Von-Appen, J., Dörre, E., Nestle, D., & Ringelstein, J. (2018). Results from the operation of a social energy manage-

ment system. En 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 1-6. Recuperado de http://10.1109/ISGTEurope.2018.8571594

- Farrokhabadi, M., Cañizares, C. A., Simpson, J. W., Nasr, E., Fan, L., Mendoza P. A., Tonkoski, R., Tamrakar, U., Hatziargyriou, N., Lagos, D., Wies, R. W., Paolone, M., Liserre, M., Meegahapola, L., Kabalan, M., Hajimiragha, A. H., Peralta, D., Elizondo, M. A., Schneider, K. P., Tuffner, F. K., & Reilly, J. (2020). Microgrid stability definitions, analysis, and examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 13-29. http://10.1109/ TPWRS.2019.2925703
- Ghosh, P. M. (2021). Impact of microgrid towards power system resilience improvement during extreme events: International Conference on Computational Performance Evaluation (Com-PE), 767-772. Recuperado de https://10.1109/ComPE53109. 2021.9752302
- Global Wind Energy Council (GWEC). (2019). Global wind report 2018. Tech. rep. abril 2019. Recuperado en octubre de 2023 de https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/gwec-globalwind-report-2018.pdf
- Global Wind Energy Council (GWEC). (2020). Wind power industry to install 71.3 GW in 2020, showing resilience during covid-19 crisis. Tech. rep. 5 de noviembre 2020. Recuperado en enero de 2024 de https://gwec.net/gwec-wind-power-industry-to-install-71-3-gw-in-2020-showing-resilience-duringcovid-19-crisis
- Hou, X., Sun, K., Zhang, N., Teng, F., & Zhang, T. C. (2022). Green, priority-driven self-optimizing power control scheme for interlinking converters of hybrid ac/dc microgrid clusters in decentralized manner. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 37(5), 5970-5983. http://10.1109/TPEL.2021.3130112
- I. R. E. A. (IRENA). (2021). Renewable capacity statistics. Tech. rep. marzo 2021. Recuperado en enero de 2024 de https:// www.irena.org/publications/2021/March/
- I. R. E. A. (IRENA). (2019). Renewable capacity statistics 2019. Tech. rep. marzo 2019. Recuperado en noviembre de 2023 de https://www.irena.org/publications/2019/Mar/
- IEEE. (2011). Guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE Std*, 1547(4), 1-54. http://10.1109/IEEESTD.2011.5960751
- Kamrueng, C., Kittiratsatcha, S., & Polmai, S. (2020). A number of rc pairs consideration of electrical equivalent circuit model of li-ion battery. En 2020 6th International Conference on Engineering, Applied Sciences and Technology (ICEAST), 1-4. Recuperado de http://10.1109/ICEAST50382.2020.9165523
- Khursheed, M. U. N., Nadeem-Khan, M. F., Ali, G., & Khan, A. K. (2019). A review of estimating solar photovoltaic cell parameters. En 2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), 1-6. Recuperado de http://10.1109/ICOMET.2019.8673500
- Lee, J., & Zhao, F. (2021). Global wind report: Global wind energy council, Tech. rep.

Martínez-Vega Roberto Emmanuel, Salgado-Herrera Nadia María, Rodríguez-Hernández Osvaldo, Robles Miguel, Rodríguez-Rodríguez Juan Ramón

- Li, B. (2020). Multi-energy supply microgrids to enhance the resilience of the electric/gas/heat utility grid systems under natural disasters. En 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 2495-2500. Recuperado de http://10.1109/EI250167.2020.9346767
- Li, Y. R., Nejabatkhah, F., & Tian, H. (2023). Unbalanced voltage compensation in smart hybrid microgrids, 253-289. Recuperado de http://10.1002/9781119598411.ch9.
- Mayoral, E. H., Reyes, E. D., Cortez, R. I., Hernández, C. J. M., Gómez, C. D. A., Román, C. R. J., Romero, J. D. R., Rivera, O. R., Santos, E. F. M., Gómez, W. D., et al. (2021) Power quality in renewable energy microgrids applications with energy storage technologies: Issues, challenges and mitigations. *Electric Power Conversion and Micro-Grids*. https://doi.org/10.5772/intechopen.98440
- Mumbere, S. K., Fukuhara, A., Sasaki, Y., Bedawy, A., Zoka, Y., & Yorino, N. (2021). Development of an energy management system tool for disaster resilience in islanded microgrid networks. En 2021 20th International Symposium on Communications and Information Technologies (ISCIT), 97-100. Recuperado de http://10.1109/ISCIT52804.2021.9590605
- Opal, R. T. (2021). Technologies. Leading the way in microgrid laboratory testing. *Microgrid*, (1 julio 2021). Recuperado en noviembre de 2023 de https://www.opal-rt.com/resource-center/ document/?resource=Mkt_0027277
- R. T. D. S. Technologies. (2023). De-risk renewable energy and microgrids with real-time simulation and hardware-in-the-loop testing. Recuperado en noviembre de 2023 de https://www. rtds.com/applications/microgrids-renewable-energy/
- Report Citation Ren21. (2021). Renewables 2021 global status report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-03-8. Recuperado en enero de 2024 de https://www.ren21.net/wp-con tent/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- Research Markets. (2019). Solar photovoltaic (PV) market report 2019: World solar PV capacity estimated to increase significantly from 593.9GW in 2019 to 1,582.9GW in 2030. Tech. rep. *GlobeNewswire*, (13 de noviembre 2019). Recuperado en octubre de 2023 de https://www.globenewswire.com/news-release/2019/11/13/1946223/0/en/Solar-Photovoltaic-PV -Market-Report-2019-World-Solar-PV-Capacity-Estimatedto-Increase-Significantly-from-593-9GW-in-2019-to-1-582-9GW-in-2030.html
- Salgado, N. M., Mancilla, F., Medina, A., & Tapia, R. (2015). Thd mitigation in type-4 wind turbine through afe back to back converter. En 2015 North American Power Symposium (NAPS), 1-6. Recuperado de http://10.1109/NAPS.2015.73 35147
- Sun, S., Zhang, J., Liu, J., Wang, T., Cheng, Y., Wang, N., Yu, P., Wang, S., & Wang, C. (2019). Soft-target model predictive control for pmsg-based wind generator. En 2019 IEEE 4th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC), 1, 919-923. Recuperado de http://10.1109/IAEAC47372.2019.8997681

- Tabrizi, M. A., Radman, G., & Tamersi, A. (2012). Micro grid voltage profile improvement using microgrid voltage controller.
 En 2012 Proceedings of IEEE Southeastcon, 1-6. Recuperado de http://10.1109/SECon.2012.6196963
- Ting, L., Weige, Z., Yan, B., & Wei, W. (2019). Research on configuration and profit analysis of micro-grid based on electricity retailers mode. En 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 667-672. Recuperado de http://10.1109/ICIEA.2019.8834093.
- Uriarte, F. M., & Dufour, C. (2013). Multicore methods to accelerate ship power system simulations. En 2013 IEEE Electric Ship Technologies Symposium (ESTS), 139-146. Recuperado de http://10.1109/ESTS.2013.6523725.
- Vugrin, E. D., Castillo, A. R., & Silva, C. A. (2017). Resilience metrics for the electric power system: A performance-based approach. Tech. rep. Sandia National Lab. (SNL-NM), Albuquerque, NM. United States.
- Wordl Wind Energy Association (WWEA). (2020). World wind capacity at 650,8 GW, corona crisis will slow down markets in 2020, renewables to be core of economic stimulus programmes. Tech. rep. 16 abril 2020. Recuperado en noviembre de 2023 de https://wwindea.org/world-wind-capacity-at650-gw/.
- Zarco, J. (2021). Creció 7.56 % la capacidad de generación eléctrica de diciembre 2020 a abril del 2021. P. V. Magazine, (5 julio 2021). Recuperado en noviembre 2023 de https://www.pvmagazine-mexico.com/2021/07/05/crecio-7-56-la-capacidadde-generacion-electrica-de-diciembre-2020-a-abril-del-2021/,
- Zhang, K., L., Y., Zhang, Y., Li, C., & Yin, Y. (2021). Research on smooth switching control of off-grid mode and grid-connected mode in micro-grid. En 2021 4th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE), 793-799. Recuperado de http://10.1109/CEEPE51765.2021.9475747

Cómo citar:

Martínez-Vega, R. E., Salgado-Herrera, N. M., Rodríguez-Hernández, O., Robles, M., & Rodríguez-Rodríguez, J. R. (2024). Validación de una microrred mediante software in the loop para la inyección de potencia activa en redes eléctricas de distribución. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 25 (04), 1-13. https:// doi.org/10.22201/fi.25940732e.2024.25.4.030