

**ESTRATEGIA DE CONTROL SECUNDARIO SIN COMUNICACIONES  
PARA MICRORREDES AISLADAS CON CARGAS DESBALANCEADAS**

**ANDRÉS MAURICIO SALINAS CALA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
BUCARAMANGA**

**2025**

**ESTRATEGIA DE CONTROL SECUNDARIO SIN COMUNICACIONES  
PARA MICRORREDES AISLADAS CON CARGAS DESBALANCEADAS**

**ANDRÉS MAURICIO SALINAS CALA**

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título  
de  
Magister en Ingeniería Electrónica

**Director**

**Juan Manuel Rey López**  
Doctor en Ingeniería Electrónica

**Codirectora**

**María Alejandra Mantilla Villalobos**  
Doctora en Ingeniería área Ingeniería Electrónica

**Codirector**

**Javier Enrique Solano Martínez**  
Doctor en Ingeniería Eléctrica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
BUCARAMANGA**

**2025**

## CONTENIDO

	pág.
<b>1. Introducción . . . . .</b>	<b>13</b>
1.1. Control de microrredes eléctricas . . . . .	13
1.2. Objetivos . . . . .	20
1.2.1. Objetivo general . . . . .	20
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	20
1.3. Estructura del documento . . . . .	20
<b>2. Control sin comunicaciones para microrredes eléctricas AC aisladas . . .</b>	<b>22</b>
2.1. Esquema de control del generador distribuido basado en inversor . . . . .	22
2.2. Potencia en sistemas trifásicos . . . . .	23
2.2.1. Marco de referencia $\alpha\beta$ . . . . .	24
2.2.2. Extracción de las componentes de secuencia. . . . .	25
2.2.3. Teoría PQ para sistemas de tres hilos. . . . .	26
2.3. Estructura de control jerárquica . . . . .	28
2.3.1. Capa primaria. . . . .	28
2.3.2. Capa secundaria . . . . .	31
2.4. Lazos de control de voltaje y corriente . . . . .	33
2.5. Inversor . . . . .	36
2.6. Filtro lc . . . . .	37
2.7. Funcionamiento de la estrategia de control conmutada en una microrred aislada .	41
<b>3. Carga desbalanceada en microrredes de baja tensión . . . . .</b>	<b>47</b>
3.1. Afectaciones ocasionadas por las cargas desbalanceadas en las redes de distribución	47
3.2. Problemas presentados por el desbalance en la carga sobre la estrategia de control conmutada . . . . .	49
3.3. Escenario de operación con desbalance por fase . . . . .	49
3.4. Escenario de operación con carga entre dos fases . . . . .	56
<b>4. Estrategia de control secundario sin comunicaciones para microrredes eléc- tricas AC aisladas con carga desbalanceada . . . . .</b>	<b>61</b>

4.1. Estrategias de control aplicadas para el mejoramiento de la operación de generadores distribuidos basados en inversor . . . . .	61
4.1.1. Con comunicaciones . . . . .	61
4.1.2. Sin comunicaciones . . . . .	62
4.2. Estrategia para compartir la potencia ante desbalance de carga . . . . .	63
4.3. Resultados de simulación . . . . .	65
4.4. Escenario de operación con desbalance de carga por fase . . . . .	66
4.5. Escenario de operación con carga entre fases . . . . .	71
4.6. Análisis sobre las cargas . . . . .	78
4.6.1. Desbalance debido a la conexión de carga entre las fases B y C. . . . .	78
4.6.2. Desbalance debido a la conexión de carga sobre la fase A. . . . .	79
<b>5. Conclusiones . . . . .</b>	<b>80</b>
<b>Bibliografía . . . . .</b>	<b>83</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
1. Esquema general de una microrred . . . . .	14
2. Modo de operación de un DG basado en inversor . . . . .	15
3. Esquema general de un sistema de control en un DG basado en inversor . . . . .	16
4. Arquitectura de comunicación . . . . .	17
5. Estructura de control jerárquica . . . . .	19
6. Sistema de control para un DG basado en inversor . . . . .	22
7. Componentes simétricas de una señal desbalanceada . . . . .	25
8. Extracción de componentes simétricas . . . . .	27
9. Diagrama de bloques de la capa primaria . . . . .	28
10. Estrategia de control secundario . . . . .	32
11. Protocolo de tiempo . . . . .	33
12. Diagrama de bloques de los lazos de control de corriente y tensión . . . . .	34
13. Respuesta en frecuencia del controlador resonante . . . . .	35
14. Aplicación del control PI resonante sobre el $DG_1$ . . . . .	35
15. Inversor basado en IGBT . . . . .	36
16. Operación del inversor basado en IGBT . . . . .	38
17. Filtro LC . . . . .	39
18. Respuesta en frecuencia del filtro LC . . . . .	39
19. Tensión de salida en el filtro LC . . . . .	40
21. Escenario de verificación de la estrategia de control secundario . . . . .	41
20. Configuración del DG basado en inversor . . . . .	42
22. Intervalos de análisis . . . . .	43
23. Potencia activa trifásica instantánea entregada por cada DG basado en inversor . . . . .	44
24. Potencia activa instantánea trifásica utilizada en la capa primaria . . . . .	44
25. Frecuencia de la señal de referencia . . . . .	45
26. Señal de control secundario . . . . .	46
27. Configuración de cargas para el escenario de desbalance . . . . .	49
28. Configuración del desbalance de la carga local sobre la fase A . . . . .	50

29. Potencia activa instantánea trifásica entregada por los DG basados en inversor con desbalance por fase . . . . .	50
30. Potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor . . . . .	52
31. Señal de control secundario de cada DG basado en inversor . . . . .	54
32. Frecuencia de la señal de referencia en cada DG basado en inversor . . . . .	55
33. Configuración del desbalance de la carga local entre las fase B y C . . . . .	56
34. Potencia activa instantánea trifásica entregada por los DG basados en inversor . . . . .	57
35. Potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor . . . . .	57
36. Frecuencia de cada DG basado en inversor . . . . .	58
37. Señal de control secundario entregada por cada DG basado en inversor . . . . .	59
38. Registro del VUF en la salida del los DG causado por la conexión de carga entre fases	60
39. Configuración de un DG basado en inversor para compartir la corriente de desbalance	64
40. Potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG basado en inversor empleando la estrategia de control $Z^- - Q^-$ . . . . .	66
41. Potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor . . . . .	68
42. Frecuencia de la señal de referencia en cada DG basado en inversor . . . . .	68
43. Registro del VUF en la salida del los DG causado por la conexión de desbalance en la fase A . . . . .	69
44. Potencia reactiva negativa $Q^-$ causada por el desbalance en la fase A . . . . .	71
45. Potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG basado en inversor . . . . .	72
46. Potencia activa trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor	74
47. Frecuencia de la señal de referencia en cada DG basado en inversor . . . . .	74
48. Parámetro de control en la capa secundaria $\delta$ . . . . .	75
49. VUF en la salida de los DG causado por conexión de carga entre fases empleando la estrategia $Z^- - Q^-$ . . . . .	77
50. Potencia reactiva negativa $Q^-$ causada por la conexión de carga entre fases . . . . .	78

## LISTA DE TABLAS

	pág.
1. Parámetros de configuración para cada DG basado en inversor . . . . .	42
2. Configuración de la impedancia virtual . . . . .	43
3. Amplitud de las componentes armónicas de la potencia activa instantánea trifásica con desbalance por fase . . . . .	51
4. Potencia activa instantánea trifásica al finalizar el intervalo de observación . . . . .	52
5. Señal de control secundario $\delta$ al finalizar el intervalo de observación . . . . .	54
6. Factor de desbalance de tensión para la tensión de salida de cada DG basado en inversor con desbalance por fase . . . . .	56
7. Amplitud de las componentes armónicas de la potencia activa instantánea trifásica con desbalance entre dos fases . . . . .	58
8. Señal de control secundario $\delta$ al finalizar el intervalo de observación . . . . .	59
9. Factor de desbalance de tensión para la tensión de salida de cada DG basado en inversor con desbalance entre fases . . . . .	60
10. Parámetros de la estrategia $Z^- - Q^-$ . . . . .	65
11. Amplitudes de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica para $Z_0^- = 4 \Omega$ . . . . .	67
12. Amplitudes de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica para $Z_0^- = 14 \Omega$ . . . . .	67
13. Porcentaje de reducción sobre la amplitud de la componente oscilatoria . . . . .	67
14. VUF en la salida de los DG basado en inversor con desbalance en la fase A . . . . .	70
15. VUF en la salida de los DG basado en inversor con desbalance en la fase B . . . . .	70
16. VUF en la salida de los DG basado en inversor con desbalance en la fase C . . . . .	70
17. Amplitud de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica empleando la estrategia de control $Z_0^- = 4 \Omega$ . . . . .	73
18. Amplitud de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica empleando la estrategia de control $Z^- - Q^-$ para $Z_0^- = 14 \Omega$ . . . . .	73
19. Porcentaje de reducción sobre la amplitud de la componente oscilatoria de la po- tencia activa instantánea . . . . .	73

20. VUF en la salida de los DG causado por conexión de carga entre fases empleando la estrategia $Z^- - Q^-$ . . . . .	76
21. VUF medido sobre las cargas para $Z_0^- = 4 \Omega$ . . . . .	78
22. VUF medido sobre las cargas para $Z_0^- = 14 \Omega$ . . . . .	79

## DEDICATORIA

*A mi madre Amparo*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco al profesor Juan Manuel Rey por su valioso apoyo durante el desarrollo de este trabajo de investigación, por impulsar el crecimiento de mi labor investigativa y por los resultados alcanzados gracias a su gestión. Extiendo también mi agradecimiento a la profesora María Alejandra Mantilla por su constante respaldo, especialmente en los momentos en que más lo necesité.

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTRATEGIA DE CONTROL SECUNDARIO SIN COMUNICACIONES PARA MICRORREDES AISLADAS CON CARGAS DESBALANCEADAS<sup>1</sup>

**AUTOR:** ANDRÉS MAURICIO SALINAS CALA<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** CONTROL SECUNDARIO; CONTROL DESCENTRALIZADO; MICRORREDES AISLADAS; CARGAS DESBALANCEADAS; REGULACIÓN DE FRECUENCIA; GENERACIÓN DISTRIBUIDA; REPARTO DE POTENCIA; POTENCIA REACTIVA NEGATIVA.

### DESCRIPCIÓN:

Este trabajo de investigación presenta el diseño de una estrategia de control secundario sin comunicaciones, orientada a restaurar la frecuencia en microrredes eléctricas aisladas ante la presencia de cargas desbalanceadas. El estudio inicia con el análisis del impacto que generan las cargas desbalanceadas sobre la capa de control secundario evaluada sobre la estrategia de control secundaria conmutada, evidenciando cómo estas afectan la frecuencia y la compartición de potencia activa trifásica instantánea. Posteriormente, se diseña una estrategia de control basada en la utilización de la componente de secuencia negativa fundamental de la corriente de salida del filtro LC, permitiendo contrarrestar los efectos negativos del desbalance sin alterar los parámetros originales de control. La validación de la propuesta se realiza mediante simulaciones en distintos escenarios mediante el software Matlab-Simulink<sup>o</sup>, demostrando su capacidad para reducir las oscilaciones y errores sobre la compartición de potencia activa trifásica instantánea, a la vez que mantiene la frecuencia dentro de los márgenes aceptables.

---

<sup>1</sup>Trabajo de investigación

<sup>2</sup>Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Juan Manuel Rey López. Doctor en Ingeniería Electrónica. Codirectores: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería y Javier Enrique Solano Martínez. Doctor en Ingeniería Eléctrica.

## ABSTRACT

**TITLE:** SECONDARY CONTROL STRATEGY WITHOUT COMMUNICATIONS FOR ISOLATED MICROGRIDS WITH UNBALANCED LOADS<sup>1</sup>

**AUTHOR:** ANDRÉS MAURICIO SALINAS CALA<sup>2</sup>

**KEYWORDS:** SECONDARY CONTROL; DECENTRALIZED CONTROL; ISOLATED MICROGRIDS; UNBALANCED LOADS; FREQUENCY REGULATION; DISTRIBUTED GENERATION; POWER-SHARING; NEGATIVE REACTIVE POWER.

### **DESCRIPTION:**

This research work presents the design of a communication-less secondary control strategy aimed at restoring frequency in isolated electrical microgrids under the presence of unbalanced loads. The study begins with an analysis of the impact that unbalanced loads have on the secondary control layer, specifically evaluated through a switched secondary control strategy. The analysis highlights how such unbalances affect system frequency and the instantaneous three-phase active power sharing. Subsequently, a control strategy is designed based on the utilization of the fundamental negative-sequence component of the output current from the LC filter. This approach enables the mitigation of unbalance-induced effects without modifying the original control parameters. The proposed strategy is validated through simulations performed in various operating scenarios using Matlab-Simulink<sup>®</sup> software, demonstrating its effectiveness in reducing oscillations and errors in instantaneous three-phase active power sharing, while maintaining frequency within acceptable limits.

---

<sup>1</sup>Research Work

<sup>2</sup>Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Juan Manuel Rey López. Doctor en Ingeniería Electrónica. Codirectores: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería y Javier Enrique Solano Martínez. Doctor en Ingeniería Eléctrica.

## 1. Introducción

Esta sección presenta la conceptualización del trabajo de investigación y contextualiza el problema con aquellos conceptos que permitirán comprender su finalidad y la manera como se propuso obtener una solución adecuada.

### 1.1. CONTROL DE MICRORREDES ELÉCTRICAS

Actualmente, en Colombia se proyecta un aumento de las energías renovables impulsado por la transición energética que promueve el gobierno nacional. Estos esfuerzos se concentran principalmente en instalaciones con un rango de potencia menor a 10 MW, con cerca de 126 proyectos vigentes presentados a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME con corte a noviembre de 2024 (lo cual representa una participación del 48,46 % respecto al total de proyectos vigentes)<sup>1</sup>. Para aprovechar el potencial de los recursos energéticos renovables (RES - *Renewable Energy Sources*), emergen las microrredes eléctricas (MG - *Microgrid*) como una opción que permite integrar los RES al Sistema Interconectado Nacional (SIN) o para suministro de energía a comunidades en zonas no interconectadas (ZNI). En este sentido, se han realizado investigaciones focalizadas en el territorio colombiano donde se destaca la revisión realizada por Ojeda<sup>2</sup> sobre la implementación de MGs en Colombia, la cual presenta una descripción sobre sus características de operación, destacando el aporte de las universidades en este tipo de infraestructura. Por su parte, Quijano *et al.*<sup>3</sup> presentan la implementación de una MG aislada en la Guajira que aprovecha el recurso solar y eólico disponible en la región. Este tipo de soluciones pueden ser replicadas en otras ZNI, tal como estudia Muñoz y González<sup>4</sup> en su tesis de pregrado, donde se destaca a la Amazonía y Pacífico como las regiones con los principales inconvenientes para la expansión de soluciones aisladas.

---

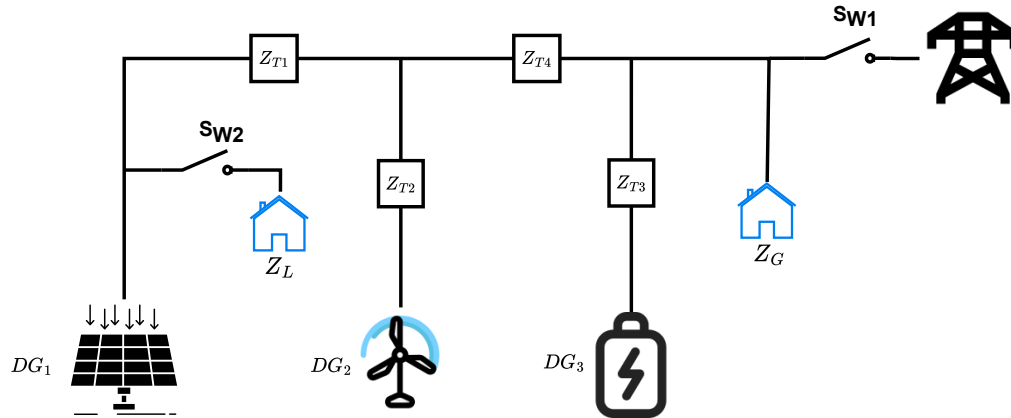
<sup>1</sup>UPME. *Informe de Registro de Proyectos de Generación de electricidad*. En línea: 28 de abril de 2025. 2024. URL: [https://www1.upme.gov.co/siel/Inscripcion\\_proyectos\\_generacion/Registro\\_noviembre\\_2024.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Inscripcion_proyectos_generacion/Registro_noviembre_2024.pdf), pág. 2.

<sup>2</sup>Ojeda, Fabian. «Revisión de Contenido Teórico sobre Microrredes y Estudios Previos acerca de su Implementación como Suministro de Energía en Colombia». En: *Universidad Santo Tomás* (2022). URL: <https://repository.usta.edu.co/handle/11634/49251>, pág. 2.

<sup>3</sup>Quijano, Nicanor et al. «Microrredes Aisladas en la Guajira: Diseño e Implementación». En: *Revista de Ingeniería* 1.48 (ene. de 2019), págs. 54-65. DOI: 10.16924/revinge.48.7, pág. 2.

<sup>4</sup>Muñoz-Rincón, Alejandro y González-Cely, Daniel. *Análisis de Expansión de una Microrred en una Zona no Interconectada*. 2019, pág. 2.

Figura 1. Esquema general de una microrred



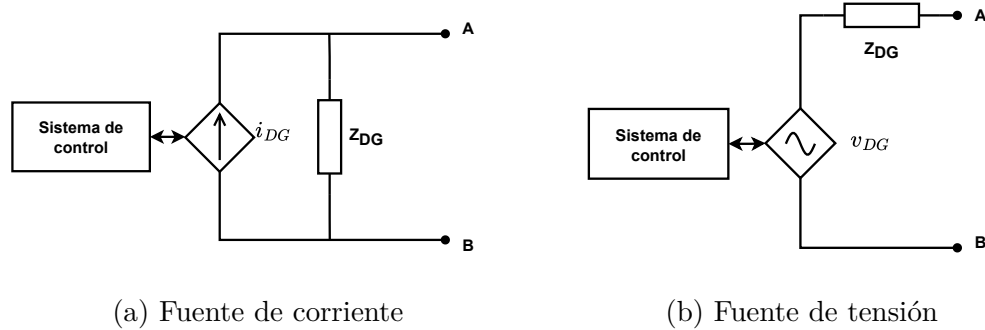
Fuente: elaboración propia

Una MG es definida como un conjunto de generadores distribuidos (DG - *Distributed Generators*), sistemas de almacenamiento de energía (ESS - *Energy Storage Systems*) y unidades de control encargados de suministrar energía a un conjunto de cargas<sup>5</sup>. Esta energía, que puede provenir de fuentes convencionales, renovables y/o baterías, puede ser suministrada en forma de corriente directa o corriente alterna, por lo cual se requiere su transformación y adecuación para ser entregada al consumidor final. Es allí donde la electrónica de potencia juega un papel fundamental a través de la implementación de convertidores electrónicos de potencia como los inversores y convertidores DC/DC para cumplir esta función. De esta manera, para propósitos de esta investigación, los generadores distribuidos considerados emplearán inversores de potencia para su conexión a la red (generadores distribuidos basados en inversores) y continuarán bajo la abreviatura *DG*. Un ejemplo de ello se presenta en la Figura 1, que incluye las impedancias de línea  $Z_T$  que conectan los DG con la red eléctrica, la carga local  $Z_L$  que se ubica cerca de algún DG y que puede ser activada en cualquier instante, y una carga global  $Z_G$ .

Ahora bien, desde el punto de vista de la MG, esta tiene dos modos de operación. El primero de los modos corresponde **cuando la microrred está conectada a la red** y suministra energía al sistema eléctrico (interruptor  $SW_1$  cerrado en la Figura 1). Es aquí donde cada DG debe operar bajo las condiciones establecidas por la red en términos de tensión y frecuencia, y se configura como un seguidor de red (*grid following*), modelado como la fuente de corriente

<sup>5</sup>Hossain, Md. A. et al. «Overview of AC Microgrid Controls with Inverter-Interfaced Generations». En: *Energies* 10.9 (2017). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en10091300, pág. 2.

**Figura 2.** Modo de operación de un DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

de la Figura 2a<sup>6</sup>. Por otro lado, el modo de operación utilizado para **conexiones aisladas** se denomina *grid forming* (cuando el interruptor  $S_{W1}$  en la Figura 1 está abierto), este genera su tensión de referencia y es modelado como la fuente de tensión de la Figura 2b. Además, el DG en este modo de operación no dispone del soporte de la red, de manera que un mal funcionamiento podría ocasionar una falla que afecte su operación exigiendo un sistema de control más robusto y confiable. Una MG aislada requiere que al menos un DG se conecte como *grid forming* y genere la señal de tensión de referencia<sup>7</sup>.

La Figura 3 presenta el esquema básico de control en lazo cerrado<sup>8</sup> para el DG utilizado en este trabajo de investigación, el cual está constituido por el recurso energético (ER - *Energy Resource*) compuesto por fuentes de energía renovables (solar fotovoltaica, eólica, entre otras) o sistemas de almacenamiento, y un posible acondicionador de la potencia. Asimismo, el esquema comprende el inversor de potencia empleado para realizar la conversión de señales en corriente continua (DC, por sus siglas en inglés), a señales en corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés); el filtro LC para la distorsión generada por la conmutación de los transistores del inversor y el transformador que realiza el acople con el sistema eléctrico. La entrega de potencia por parte del DG requiere la ejecución de un sistema de control, este genera una señal de referencia que ajusta los pulsos de activación en el inversor. Por tanto, este trabajo de investigación se encaminó al análisis de un sistema de control para un DG conectado a una

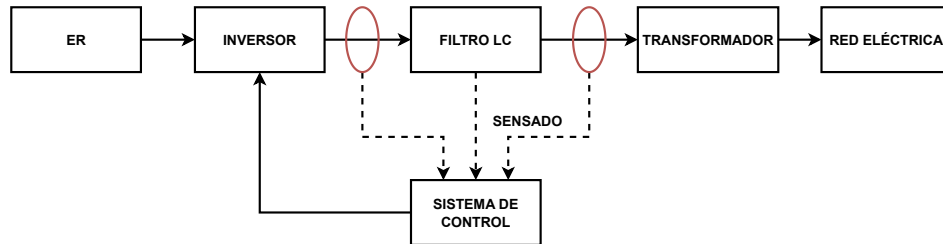
<sup>6</sup>Nithara, P. V. y Anand, R. «Comparative Analysis of Different Control Strategies in Microgrid». En: *International Journal of Green Energy* 18.12 (2021), págs. 1249-1262. DOI: 10.1080/15435075.2021.1897830, pág. 2.

<sup>7</sup>Ibíd., pág. 2.

<sup>8</sup>Bastidas-Rodriguez, Juan y Ramos-Paja, Carlos. «Types of Inverters and Topologies for Microgrid Applications». En: *UIS Ingenierías* 16 (mayo de 2017), págs. 7-14. DOI: 10.18273/revuin.v16n1-2017001, pág. 2.

MG aislada con el propósito de verificar su operación en escenarios de carga desbalanceada, esto con el fin de identificar el efecto sobre la operación y aplicar alternativas para mantener un funcionamiento adecuado.

**Figura 3.** Esquema general de un sistema de control en un DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

La frecuencia y compartición de potencia son algunos de los criterios que determinan una buena operación de una MG, pues están relacionados con su estabilidad. En términos de frecuencia, la baja inercia puede desencadenar en variaciones que afectan la operación de las cargas. Respecto a la compartición de potencia, que se define como la habilidad del sistema de control de distribuir la generación de potencia de acuerdo con la capacidad de cada DG con el fin de evitar sobrecargas<sup>9</sup>, su bajo desempeño repercute sobre la inestabilidad en tensión y frecuencia<sup>10</sup>. Por tanto, la operación efectiva de la MG depende de un adecuado sistema de control que mantenga los parámetros de calidad de potencia en los rangos establecidos por las entidades reguladoras para enfrentar los desafíos operacionales<sup>11,12</sup>.

Las arquitecturas de comunicación<sup>13,14</sup> más usadas en la literatura se resumen en la Figura 4,

<sup>9</sup>Schiffer, Johannes. «Stability and Power sharing in Microgrids». Tesis doct. Technical University of Berlin, 2015, pág. 2.

<sup>10</sup>Hayat Khan, Mubashir et al. «Decentralize Power Sharing Control Strategy in Islanded Microgrids». En: *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* 20.2 (nov. de 2020), pág. 752. ISSN: 2502-4752. DOI: 10.11591/ijeecs.v20.i2.pp752-760, pág. 2.

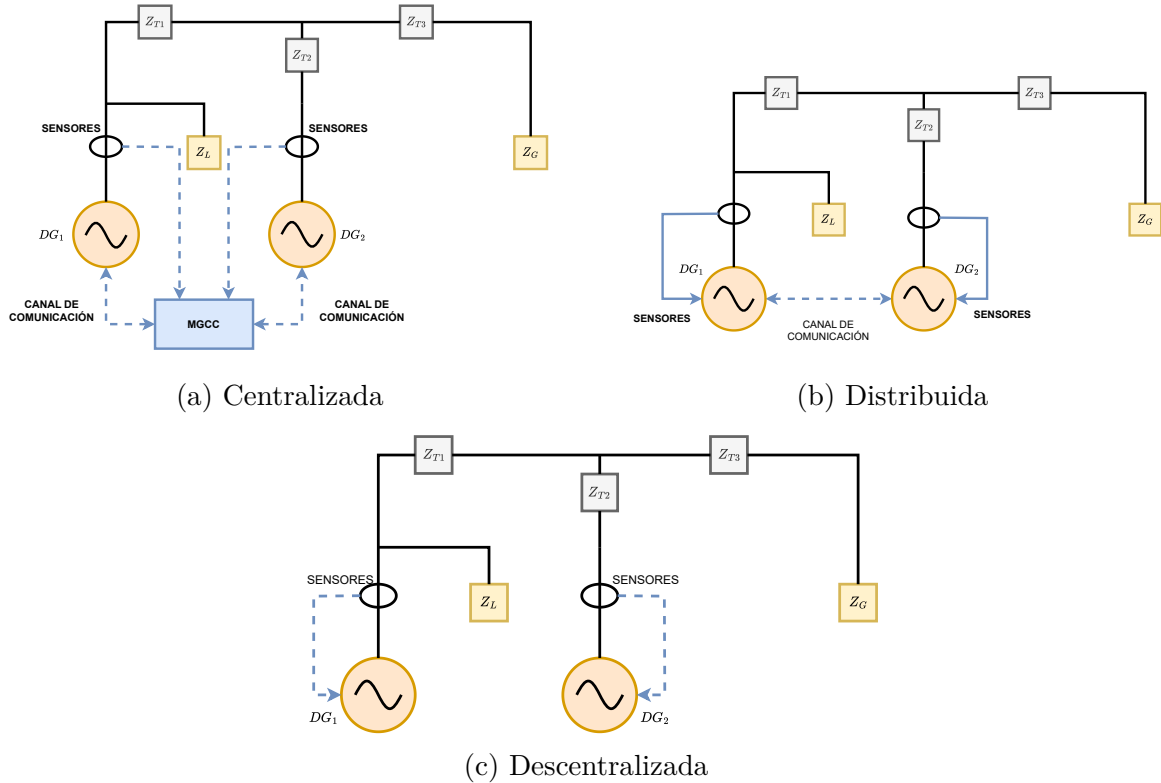
<sup>11</sup>Rokrok, Ebrahim, Shafie-khah, Miadreza y Catalão, João P.S. «Review of Primary Voltage and Frequency Control Methods for Inverter-based Islanded Microgrids with Distributed Generation». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (feb. de 2018), págs. 3225-3235. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.022, pág. 2.

<sup>12</sup>Baneshi, Ehsan et al. «Coordinated Power Sharing in Islanding Microgrids for Parallel Distributed Generations». En: *Electronics* 9.11 (nov. de 2020), pág. 1927. ISSN: 2079-9292. DOI: 10.3390/electronics9111927, pág. 2.

<sup>13</sup>Khayat, Yousef et al. «Communication-less Optimal Frequency Control of Islanded Microgrids». En: *Proceedings of the 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*. Riga, Latvia, sep. de 2018, págs. 1-8, pág. 2.

<sup>14</sup>Heydari, Rasool et al. «Communication-Free Secondary Frequency and Voltage Control of VSC-Based Microgrids: A High-Bandwidth Approach». En: *Proceedings of the 2020 22nd European Conferen-*

Figura 4. Arquitectura de comunicación



Fuente: elaboración propia

estas son: centralizada, distribuida y descentralizada. La configuración centralizada presentada en la Figura 4a requiere un controlador central (MGCC - *Microgrid Central Controller*) que gestiona los parámetros de operación requeridos por cada DG para mantener el suministro de potencia. Las tensiones y corrientes a la salida de cada DG son medidas y enviadas a través de un canal de comunicaciones hasta el MGCC que realiza los cálculos pertinentes. En el caso de la configuración distribuida, presentada en la Figura 4b, cada DG gestiona sus parámetros de control teniendo en cuenta las medidas locales y los datos provenientes de los DG más cercanos, ajustando la operación en el caso de la ocurrencia de una falla en las comunicaciones. Aunque la arquitectura de comunicaciones distribuida es menos compleja respecto a la arquitectura centralizada, igualmente continúa la dependencia del canal de comunicaciones, lo que la hace vulnerable a posibles fallos de transmisión. De este modo, la configuración descentralizada definida en la Figura 4c emerge como una opción que compensa estos inconvenientes, donde cada DG realiza el cálculo de los parámetros de control locales,

*ce on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe)*. 2020, págs. 1-9. DOI: 10 . 23919 / EPE20ECCEurope43536.2020.9215874, pág. 2.

sin la necesidad de conocer el comportamiento de otros DG. Esto dificulta el proceso de control pero lo hace menos susceptible a afectaciones por posibles fallas en las comunicaciones. Aunque las unidades DG realicen el control de manera autónoma, esto no exime el uso de un canal de comunicaciones para la gestión u operación de la MG por parte del operador del sistema.

Las arquitecturas de comunicaciones presentadas previamente, requieren la selección de estrategias que permitan el suministro de energía a las cargas. La literatura establece una diversidad de esquemas de control de variada complejidad en su ejecución<sup>15</sup>. Para MGs aisladas, se establece la estructura de control jerárquica como una opción para conectar cada DG, esto permite la generación de señales de referencia y es muy útil para la separación de las acciones de control, las cuales pueden ser diseñadas de manera individual. Por lo general, la estructura de control jerárquica<sup>16</sup> presentada en la Figura 5 se compone de tres capas. En la capa primaria, el algoritmo más utilizado es el denominado método *droop*, que permite emular los generadores síncronos mediante el uso de una expresión lineal que relaciona la frecuencia con la potencia activa, lo cual en estado estable genera una desviación en la frecuencia. Aunque esta estrategia presenta limitaciones, se han realizado modificaciones para mejorar sus prestaciones en diversos escenarios. La capa secundaria se emplea para corregir las desviaciones originadas en la capa primaria. Una alternativa para lograr este objetivo es la inclusión de un parámetro  $\delta$ , que, mediante un algoritmo, permite alcanzar dicha corrección. Para las arquitecturas de control sin comunicaciones se encuentran métodos basados en filtro *Washout* o medidas locales<sup>17</sup>. La capa terciaria gestiona la operación de la microrred, teniendo en cuenta factores técnicos y económicos. Es así, que esta capa incorpora algoritmos para el tratamiento de datos con el objetivo de establecer el pronóstico operacional en términos del mercado eléctrico y conexión/desconexión de elementos constitutivos de la microrred. Además, permite la interacción de la MG con el sistema eléctrico. De esta manera, se logra una gestión adecuada sobre los costos operativos y el mantenimiento de la confiabilidad y

---

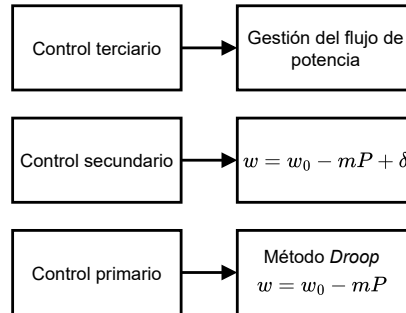
<sup>15</sup>Sahoo, Animesh K. et al. «Communication-Less Primary and Secondary Control in Inverter-Interfaced AC Microgrid: An Overview». En: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 9.5 (2021), págs. 5164-5182. DOI: 10.1109/JESTPE.2020.2974046, pág. 2.

<sup>16</sup>Guerrero, Josep M. et al. «Advanced Control Architectures for Intelligent MicrogridsPart I: Decentralized and Hierarchical Control». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60.4 (2013), págs. 1254-1262. DOI: 10.1109/TIE.2012.2194969, pág. 2.

<sup>17</sup>Khayat, Yousef et al. «On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 35.6 (2020), págs. 6482-6500. DOI: 10.1109/TPEL.2019.2951694, pág. 2.

estabilidad del sistema<sup>18,19,20</sup>.

**Figura 5.** Estructura de control jerárquica



Fuente: elaboración propia

Dentro de la gran variedad de algoritmos para la capa secundaria sin comunicaciones que se pueden encontrar en la literatura, se destaca la estrategia desarrollada por Rey *et al.*<sup>21</sup> que involucra un filtro pasabaja cuyo polo varía de acuerdo con un protocolo de tiempo preestablecido. Esta estrategia presenta un excelente rendimiento en aspectos como la compartición de potencia entre los DG y la recuperación del error de la frecuencia en estado estable. Sin embargo, su operación solo ha sido validada para cargas balanceadas, lo cual abre una posibilidad para encontrar nuevos hallazgos. Teniendo en cuenta que las cargas desbalanceadas son muy comunes en redes de tipo residencial y comercial, se propone para este trabajo de maestría el análisis de escenarios que contemplen sistemas trifásicos de tres hilos de acuerdo con los siguientes objetivos.

---

<sup>18</sup>M., Abishek Franklin et al. «Hierarchical Control of Community Grid for Residential Houses». En: *Proceedings of the 2018 15th IEEE India Council International Conference (INDICON)*. 2018, págs. 1-6. DOI: 10.1109/INDICON45594.2018.8987085, pág. 2.

<sup>19</sup>Hennane, Youssef et al. «Primary, Secondary and Tertiary Controls of a Mesh Multi-PCC Microgrid». En: *Proceedings of the 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. 2022, págs. 1-5. DOI: 10.1109/MEES58014.2022.10005647, pág. 2.

<sup>20</sup>Meng, Lexuan et al. «Microgrid Central Controller Development and Hierarchical Control Implementation in the Intelligent Microgrid Lab of Aalborg University». En: *Proceedings of the 2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. 2015, págs. 2585-2592. DOI: 10.1109/APEC.2015.7104716, pág. 2.

<sup>21</sup>Rey, Juan M. et al. «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64.11 (2017), págs. 8534-8545. DOI: 10.1109/TIE.2017.2703669, pág. 2.

## 1.2. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos del trabajo de investigación

### 1.2.1. Objetivo general

- Diseñar una estrategia de control secundario sin comunicaciones que restaure la frecuencia ante la presencia de cargas desbalanceadas en microrredes eléctricas aisladas.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar el impacto de las cargas desbalanceadas en la capa de control secundario de microrredes aisladas sin comunicaciones.
- Diseñar una estrategia de control secundario para el restablecimiento de la frecuencia de la microrred ante la presencia de cargas desbalanceadas.
- Evaluar el desempeño de la estrategia de control secundario mediante la simulación de diversos escenarios operativos en microrredes aisladas.

## 1.3. Estructura del documento

La organización del documento y su respectiva descripción es presentada a continuación

- **Capítulo 2: Generador distribuido basado en inversor**

Este capítulo presenta el funcionamiento del DG así como la descripción y modelado de los componentes constitutivos de su sistema de control. Además, presenta resultados de simulación de la estrategia de control secundario conmutado, verificando su rendimiento bajo condiciones de carga balanceada.

- **Capítulo 3: Microrred eléctrica AC en condición de carga desbalanceada**

Este capítulo presenta una revisión sobre los efectos en la operación causados por la conexión de cargas desbalanceadas en las redes de distribución, y su impacto sobre la estrategia de control objeto de estudio. Este análisis será utilizado para plantear una solución que permita obtener una nueva estrategia de control apta para la operación en este tipo de escenarios.

- **Capítulo 4: Estrategia de control secundario en microrredes eléctricas AC con carga desbalanceada**

Este capítulo presenta la estrategia de control propuesta para la operación ante la conexión de cargas desbalanceadas. Para aprovechar las prestaciones ofrecidas por la estrategia de control secundario, esta se mantuvo con sus parámetros originales y se empleó la corriente de secuencia negativa de la componente fundamental para contrarrestar los efectos generados, los cuales fueron la oscilación de la potencia activa instantánea trifásica, el error en la compartición de potencia y la frecuencia de la señal de tensión.

- **Capítulo 5: Conclusiones**

Este capítulo resume las conclusiones obtenidas en el análisis del sistema de control para un DG en una MG aislada frente a cargas desbalanceadas. Además, se presentan las investigaciones futuras para mejorar la frecuencia y la compartición de potencia activa instantánea trifásica en la microrred.

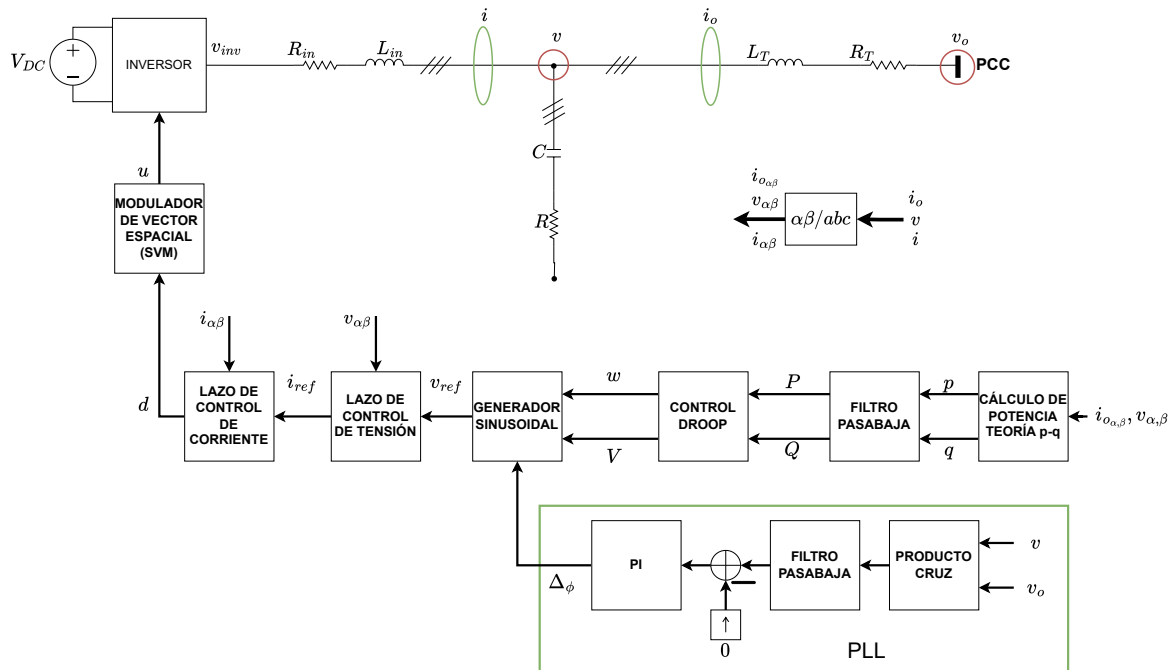
## 2. Control sin comunicaciones para microrredes eléctricas AC aisladas

Este capítulo presenta el sistema de control del DG y sus componentes constitutivos, se describe las ecuaciones utilizadas y su aplicación sobre la estrategia de control objeto de análisis para verificar su operación bajo el escenario con carga balanceada resistiva.

### 2.1. Esquema de control del generador distribuido basado en inversor

En el Capítulo 1 se presentó el diagrama de bloques simplificado del sistema de control del DG utilizado en esta investigación. A continuación, se describen los componentes que lo conforman de acuerdo con la estructura presentada en la Figura 6.

**Figura 6.** Sistema de control para un DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

En primer lugar, el objetivo de control es el suministro de potencia a las cargas. Para ello, se deben generar los pulsos de activación  $u$  del inversor de acuerdo con la señal de tensión de referencia generada por el sistema de control  $v_{ref}$ . Este proceso comienza con la medición

de la señal de tensión  $v$  a la salida del filtro LC y las corrientes de entrada y salida del filtro LC,  $i$  e  $i_o$ , respectivamente. Posteriormente, estas señales son transformadas al marco de referencia  $\alpha\beta$  mediante la transformada *Clarke*, resultando en las señales  $v_{\alpha\beta}$ ,  $i_{\alpha\beta}$  e  $i_{o\alpha\beta}$ . Estas señales se utilizan para calcular la potencia activa y reactiva instantánea según la teoría PQ.<sup>1</sup> Para reducir el impacto del ruido y las componentes oscilatorias de las potencias, se emplea un filtro pasabaja. En MG aisladas, se emplea comúnmente la potencia activa para calcular la frecuencia y la potencia reactiva para determinar la amplitud de la señal de tensión de referencia. Dado que la microrred es aislada, el método *droop* resulta adecuado para este propósito.<sup>2</sup> Estos parámetros ingresan al generador de onda sinusoidal, que junto con el PLL (*Phase-Locked Loop*) generan la señal de referencia  $v_{ref}$ . Esta señal es comparada en tensión y corriente respecto a la tensión en la salida del filtro LC  $v_{\alpha\beta}$ , y la corriente de entrada del filtro LC  $i_{\alpha\beta}$  mediante los dos lazos de control realimentados que emplean un controlador resonante, de esta manera se obtienen los ciclos de trabajo  $d$  para la generación de los pulsos de conmutación de los transistores del inversor a través del modulador de vector espacial SVM (*Space Vector Modulation*). La señal de salida de tensión pulsante del inversor  $v_{inv}$  contiene componentes de frecuencia diferentes a la componente fundamental que son reducidas a través del filtro LC. Finalmente, esta señal de tensión  $v$  es adecuada para la operación de las cargas o la conexión con la red eléctrica. En general, todos los DG utilizados en esta investigación presentan la estructura descrita anteriormente y sus parámetros son idénticos. Las siguientes secciones describen cada bloque y su propósito en el proceso de control.

## 2.2. Potencia en sistemas trifásicos

Esta sección describe las ecuaciones requeridas para el cálculo de la potencia activa y reactiva trifásica instantánea de acuerdo con la teoría PQ, usadas para la generación de la señal de referencia por parte de la capa primaria de la estructura de control jerárquica. Para este cálculo, se requiere la transformación de la señal trifásica desde el marco de referencia  $abc$

---

<sup>1</sup>Akagi, H., Watanabe, E.H. y Aredes, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. IEEE Press Series on Power and Energy Systems. John Wiley, 2007, pág. 400. ISBN: 978-1-118-36210-5, pág. 2.

<sup>2</sup>Rokrok, Ebrahim, Shafie-khah, Miadrez y Catalão, João P.S. «Review of primary voltage and frequency control methods for inverter-based islanded microgrids with distributed generation». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018), págs. 3225-3235. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.022>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313898>, pág. 2.

al marco de referencia  $\alpha\beta$  para su procesamiento. Debido a la conexión de la carga desbalanceada, se generan nuevas señales asociadas a las componentes simétricas de las señales de tensión y corriente que requieren un tratamiento por parte del sistema de control, lo que hace necesario implementar el bloque DSOGI que se explica en la sección 2.2.2, permitiendo su extracción.

**2.2.1. Marco de referencia  $\alpha\beta$ .** El marco de referencia  $\alpha\beta^3$  permite descomponer señales del marco de referencia  $abc$  en tres señales ortogonales instantáneas  $f_\alpha$ ,  $f_\beta$  y  $f_0$  a través de la transformada Clarke, que es presentada en la Ecuación 2.1 y su transformación inversa en la Ecuación 2.2. En un sistema balanceado de secuencia positiva a la frecuencia fundamental, no existe la componente instantánea  $f_0$ , y las componentes instantáneas  $f_\alpha$ ,  $f_\beta$  tienen la misma amplitud con un desfase de  $90^\circ$ .

$$\begin{bmatrix} f_0 \\ f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_0 \\ f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Durante un desbalance sobre la carga, la transformación Clarke permite separar la componente homopolar contenida en las componentes  $abc$ , que para el caso de un sistema de tres hilos no se encuentra presente en la corriente. Por tanto, de acuerdo con la teoría PQ presentada más adelante, no se genera potencia instantánea de secuencia homopolar, por lo que se omite de los cálculos matemáticos reduciendo las operaciones requeridas a solo dos señales. Por tal razón, solo se requiere el cálculo de las componentes instantáneas  $f_\alpha$  y  $f_\beta$  para la tensión y corriente en cada DG, resultando en las ecuaciones 2.3 y 2.4.

---

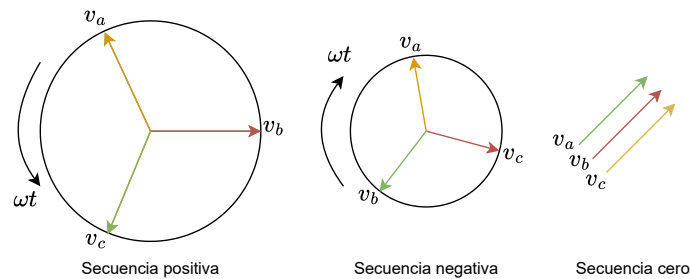
<sup>3</sup>Akagi, Watanabe y Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, óp.cit., pág. 2.

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

**2.2.2. Extracción de las componentes de secuencia.** La conexión de cargas desbalanceadas crea un desequilibrio en las corrientes trifásicas, las cuales se pueden descomponer en componentes simétricas que permiten obtener una medida de este desequilibrio. Las componentes resultantes se denominan secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero, y están representadas en la Figura 7.

**Figura 7.** Componentes simétricas de una señal desbalanceada



Fuente: Elaboración propia

Las principales características acerca de la aparición de estas componentes, expresan que un sistema trifásico en equilibrio presenta únicamente la componente de secuencia positiva. En caso contrario, se genera la componente de secuencia negativa, y en un sistema de cuatro hilos con la presencia de tensiones fase-neutro se genera la componente de secuencia cero.

Los algoritmos ejecutados por el sistema de control pueden tener operaciones defectuosas al no considerar dichas componentes. Esto requiere su reestructuración para contrarrestar estos efectos, para ello, se requiere extraer las componentes de secuencia positiva y negativa en la

tensión y corriente a la frecuencia fundamental aplicando el DSOGI (*Double Second-Order Generalized Integrator*) implementado por Milczarek en su artículo titulado *Harmonic Power Sharing between Power Electronics Converters in Islanded AC Microgrids*<sup>4</sup> que es presentado en la Figura 8.

La Figura 8a representa la extracción de las componentes en fase y cuadratura<sup>5</sup> para las señales en el marco de referencia  $\alpha\beta$ . Estas son ingresadas al bloque que extrae sus respectivas componentes simétricas a través del método de descomposición basado en cancelación de señal retardada<sup>6</sup> que es presentado en la Figura 8b.

**2.2.3. Teoría PQ para sistemas de tres hilos.** La potencia activa y reactiva instantánea trifásica utilizada por la capa primaria se obtiene de acuerdo con la teoría PQ para sistemas de tres hilos establecida por Akagi<sup>7</sup> y que es presentada en la Ecuación 2.5; su importancia radica en el uso tanto en estado estable como en transitorio. Además, no impone restricciones sobre la forma de onda lo cual la hace muy útil en el diseño de estrategias de control<sup>8</sup>.

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

La conexión de cargas desbalanceadas genera componentes de secuencia negativa en corriente y tensión. Por consiguiente, las estrategias de control utilizan la componente de secuencia positiva para el cálculo de la potencia activa y reactiva instantánea requerida por la capa

<sup>4</sup>Milczarek, Adam. «Harmonic Power Sharing between Power Electronics Converters in Islanded AC Microgrid». En: *Proceedings of the 2017 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*. 2017, págs. 1-7. DOI: 10.1109/PAEE.2017.8008991, pág. 2.

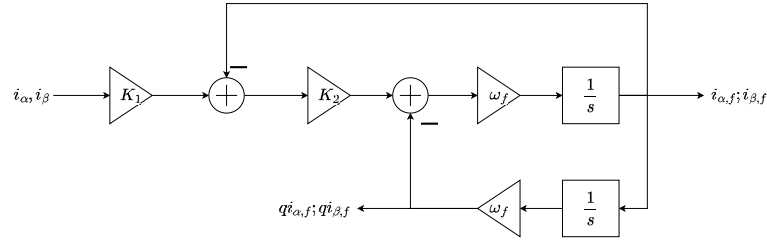
<sup>5</sup>Qiming, Cheng et al. «The Separation of Positive and Negative Sequence Component based on SOGI and Cascade DSC and its Application at Unbalanced PWM Rectifier». En: *Proceedings of the 2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. 2017, págs. 5804-5808. DOI: 10.1109/CCDC.2017.7978204, pág. 2.

<sup>6</sup>imek, Petr, kramlík, Jí y Valouch, Viktor. «A Frequency Locked Loop Strategy for Synchronization of Inverters used in Distributed Energy Sources». En: *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 107 (2019), págs. 120-130. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.004>, pág. 2.

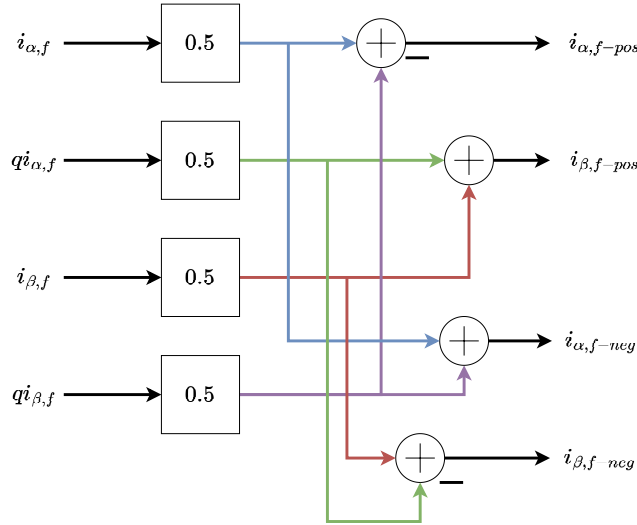
<sup>7</sup>Akagi, Watanabe y Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, óp.cit., pág. 2.

<sup>8</sup>Ibíd., pág. 2.

**Figura 8.** Extracción de componentes simétricas



(a) Extracción componente en fase y cuadratura



(b) Extracción componentes simétricas

Fuente: Milczarek, Adam. «Harmonic Power Sharing between Power Electronics Converters in Islanded AC Microgrid». En: *Proceedings of the 2017 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*. 2017, págs. 1-7. DOI: 10.1109/PAEE.2017.8008991

primaria de la estructura de control jerárquica, y la componente de secuencia negativa es utilizada para ajustar otros parámetros que afecten la calidad de la potencia suministrada<sup>9</sup>. La Ecuación 2.6 describe las operaciones para el cálculo de la potencia activa y reactiva instantánea trifásica teniendo en cuenta la extracción de la componente de secuencia positiva descrita previamente.

$$\begin{bmatrix} p^+ \\ q^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha+} & v_{\beta+} \\ v_{\beta+} & -v_{\alpha+} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha+} \\ i_{\beta+} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

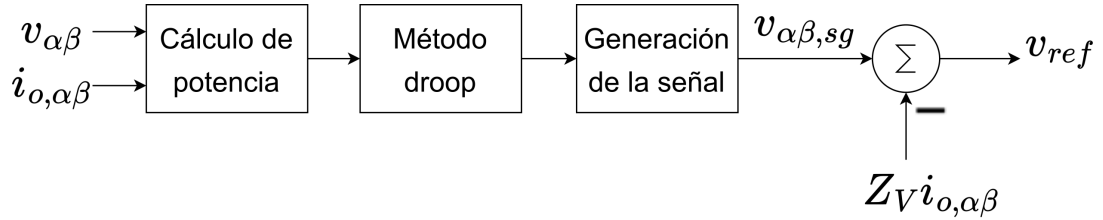
<sup>9</sup>Ahmadi, Mojtaba et al. «Unbalanced Voltage Compensation in the Primary and Secondary Control Levels of AC Microgrids». En: *Proceedings of the 2021 7th International Conference on Control, Instrumentation and Automation (ICCIA)*. 2021, págs. 1-6. DOI: 10.1109/ICCIA52082.2021.9403579, pág. 2.

### 2.3. Estructura de control jerárquica

Esta sección describe la estructura de control jerárquica utilizada en el control de cada DG. Las capas primaria y secundaria son presentadas en detalle, mientras que la capa terciaria es excluida de esta investigación. Esto es posible debido a los tiempos de operación de cada capa, lo que facilita su diseño y análisis por separado.

**2.3.1. Capa primaria.** Es la encargada de calcular la señal de tensión de referencia para la generación de los pulsos de activación del inversor. Su operación se realiza con medidas locales en tensión y corriente sobre el filtro LC, lo que evita el uso de algún canal de comunicaciones<sup>10</sup>. Para este propósito, esta capa se divide en tres secciones principales presentadas en la Figura 9.

**Figura 9.** Diagrama de bloques de la capa primaria



Fuente: elaboración propia

Primero, se calcula la potencia activa y reactiva instantánea entregada por el DG de acuerdo con la teoría PQ mediante las ecuaciones 2.7 y 2.8. El filtro pasabajos (que suele sintonizarse a  $\omega_c = 2\pi \frac{rad}{s}$ ) se utiliza para mitigar las perturbaciones que resulten por la presencia de ruido o componentes oscilatorias generadas por esta operación<sup>11</sup>.

$$P = \frac{3}{2}(v_\alpha i_{o,\alpha} + v_\beta i_{o,\beta}) \left( \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \right) \quad (2.7)$$

<sup>10</sup>Ioris, Darlan et al. «A Power Electronic Converter-based Microgrid Model for Simulation Studies». En: *Journal of Energy Systems* (mayo de 2021). ISSN: 1868-3975. DOI: 10.1007/s12667-021-00440-0, pág. 2.

<sup>11</sup>Vasquez, Juan C. et al. «Modeling, Analysis, and Design of Stationary Reference Frame Droop Controlled Parallel Three-phase Voltage Source Inverters». En: *Proceedings of the 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*. 2011, págs. 272-279. DOI: 10.1109/ICPE.2011.5944601, pág. 2.

$$Q = \frac{3}{2}(v_{\beta}i_{o,\alpha} - v_{\alpha}i_{o,\beta}) \left( \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \right). \quad (2.8)$$

Posteriormente, se aplica el método *droop* cuyo propósito es emular la operación de los generadores síncronos, que establece una relación entre la frecuencia angular y la potencia activa trifásica de acuerdo con la Ecuación 2.9<sup>12</sup>,

$$\omega_i = \omega_0 - m_i P_i, \quad i = 1, 2, 3 \quad (2.9)$$

donde  $i$  indica el DG conectado a la MG y  $\omega_0 = 120\pi \frac{rad}{s}$ . Para esta investigación, el parámetro  $m_i$  es igual para todos los DG y su diseño se define a través de la Ecuación 2.10<sup>13</sup>, tomando en consideración una potencia máxima de 4000 [W] y una variación de frecuencia de  $\pm 0.2[Hz]$ <sup>14</sup> definida en la Norma Técnica Colombiana NTC1340,

$$m_i = \frac{\Delta f}{P_{max}} = \frac{0.4Hz}{4000W} = 0,625 \text{ mrad/W}, \quad i = 1, 2, 3. \quad (2.10)$$

Este resultado se aproxima a la cantidad definida en Rey *et al.*<sup>15</sup> cuyo valor seleccionado durante la investigación fue de  $0,5 \text{ mrad/W}$ . Es importante indicar que las variaciones sobre la carga pueden aumentar los requerimientos de corrientes, por lo que cada DG tiene mayor capacidad de suministro de potencia.

Finalmente, la señal de tensión de referencia es obtenida a través del generador de señal definido por las ecuaciones 2.11 y 2.12<sup>16</sup>, donde  $\omega$  está definida por la Ecuación 2.9

<sup>12</sup>Khaledian, Amir y Aliakbar Golkar, Masoud. «Analysis of Droop Control Method in an Autonomous Microgrid». En: *Journal of Applied Research and Technology* 15.4 (2017), págs. 371-377. ISSN: 1665-6423. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jart.2017.03.004>, pág. 2.

<sup>13</sup>Guerrero et al., «Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids Part I: Decentralized and Hierarchical Control», óp.cit., pág. 2.

<sup>14</sup>ICONTEC. *Electrotécnia. Tensiones y frecuencias Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público*. Feb. de 2013, págs. 1-11, pág. 2.

<sup>15</sup>Rey et al., «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids», óp.cit., pág. 2.

<sup>16</sup>Souza, Antonio y Castilla, M. *Microgrids Design and Implementation*. Springer Cham, nov. de 2018, págs. XI, 538. DOI: 10.1007/978-3-319-98687-6, pág. 2.

$$v_{\alpha,sg} = V \cos(\omega t + \Delta_\phi) \quad (2.11)$$

$$v_{\beta,sg} = V \sin(\omega t + \Delta_\phi), \quad (2.12)$$

El parámetro  $\Delta_\phi$  es el desfase que proviene del bloque PLL que permite sincronizar el DG próximo a conectarse con el DG de referencia. Los DGs se conectan conforme al suministro de potencia requerido por la MG, por lo que cada DG debe sincronizarse para su conexión. El cálculo del ángulo de desfase se realiza a través de un PLL<sup>17</sup> (ver Figura 6), que está conformado por un bloque que calcula el producto cruz entre la tensión de salida del punto de acople común (PCC - *Point of Common Coupling*) y la salida del DG, posteriormente se aplica esta señal a un filtro pasabajos. El resultado ingresa a un control proporcional integral (PI) con valor de referencia de cero.

La aplicación del método *droop* supone un comportamiento inductivo por parte de la micro-red. Sin embargo, para redes de baja tensión se tiene una red predominante resistiva respecto a las impedancias de línea. Para contrarrestar este fenómeno, se requiere modificar la impedancia de salida del DG para que interprete una impedancia de línea predominantemente inductiva. Esto se logra por la aplicación del método de la impedancia virtual que consiste en agregar una tensión a la salida del generador de señal en función de la corriente de salida del DG y una impedancia virtual  $Z_V$  que es ajustada para establecer el comportamiento inductivo necesario. La impedancia virtual es seleccionada de acuerdo con el cumplimiento de la Ecuación 2.13<sup>18</sup>, donde la impedancia  $Z_g$  vista por cada DG, está compuesta por  $R_g$  y  $L_g$ . La verificación de la expresión 2.13 se realizó para  $R_V = 0 \Omega$ , y  $L_V = 3 \text{ mH}$ .

$$\arctan \left( \frac{\omega_0(L_V + L_g)}{R_V + R_g} \right) > 65^\circ \quad (2.13)$$

donde,

- $R_V$  es la resistencia virtual
- $L_V$  en la inductancia virtual

---

<sup>17</sup>Ibíd., pág. 2.

<sup>18</sup>Ibíd., pág. 2.

- $R_g$  es la resistencia equivalente vista por el DG en sus terminales de salida
- $L_g$  es la inductancia equivalente vista por el DG en sus terminales de salida

**2.3.2. Capa secundaria** La capa primaria logra una distribución de la potencia entre los DG conectados a la MG, repartiendo por igual el suministro de potencia siempre que los parámetros del método *droop* hayan sido seleccionados para tal fin. Sin embargo, la frecuencia angular varía de acuerdo con los cambios sobre la potencia activa trifásica que se entrega a las cargas. Esta operación registra un error en estado estable que puede afectar la operación de los dispositivos conectados a la MG. Para mitigar este fenómeno, se ejecuta la capa secundaria que adiciona una señal de control  $\delta_i$  directamente en la ecuación *droop* para contrarrestar esta desviación, tal como se indica en la Ecuación 2.14.

$$\omega_i = \omega_0 - m_i P_i + \delta_i, \quad i = 1, 2, 3, \quad (2.14)$$

donde  $i$  hace referencia a cada DG conectado en la MG. Esta operación es ejecutada en la estrategia de control secundario analizada en esta investigación, y que es presentada en el artículo de investigación *Secondary Switched Control with no Communications for Islanded Microgrids*<sup>19</sup> que se describe a continuación.

El parámetro de control  $\delta$  es una señal producida por el paso del error en la frecuencia angular a través de un filtro pasabaja representado en la Ecuación 2.15. El término *sgn* es una función a trazos que al ser aplicada permite obtener una respuesta de acuerdo con la condición si es mayor, menor o igual que cero. Por ello, se obtiene la Ecuación 2.16 donde se diferencian dos momentos de ejecución: durante el evento y al finalizar el evento.

$$\delta(t) = k_i \int [(\omega_0 - \omega(t)) \operatorname{sgn}(k(t)) - k(t)\delta(t)] dt \quad (2.15)$$

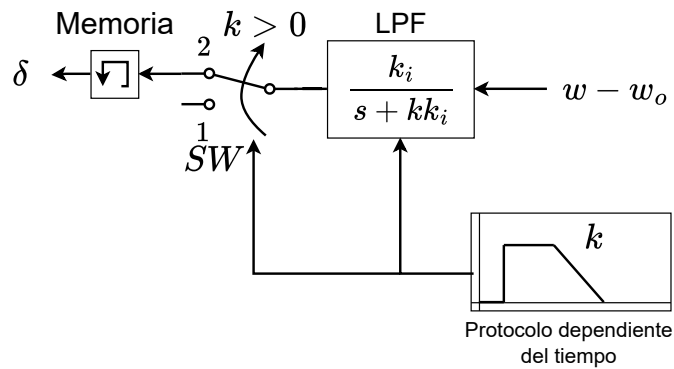
---

<sup>19</sup>Rey et al., «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids», óp.cit., pág. 2.

$$\delta = \begin{cases} \frac{k_i}{s + k k_i}(\omega_0 - \omega), & k(t) > 0 \\ C, & k(t) = 0 \end{cases} \quad (2.16)$$

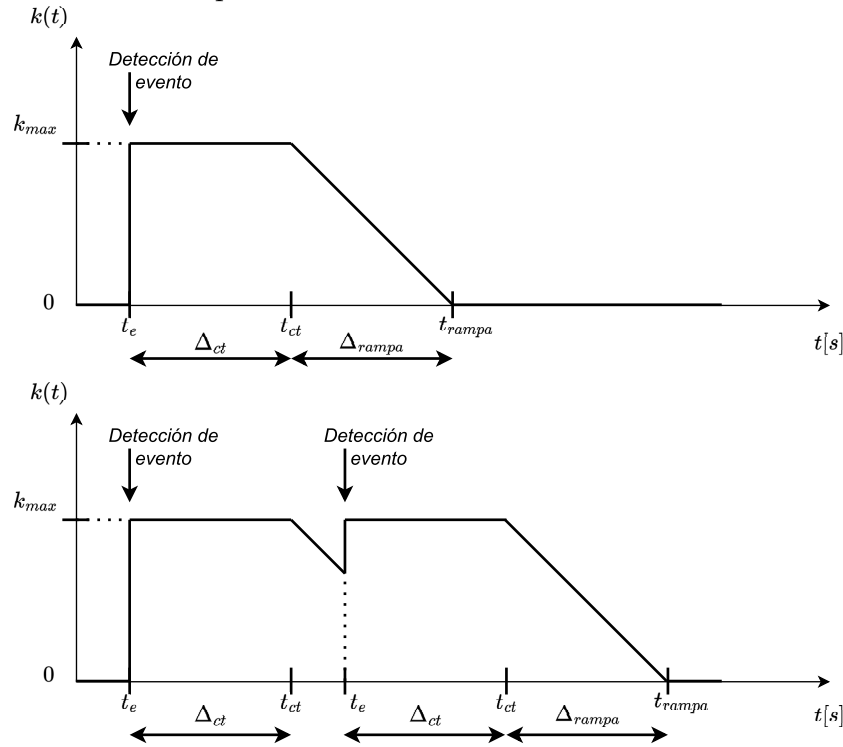
La Figura 10 describe gráficamente el funcionamiento de la estrategia de control secundario. El error de frecuencia, definido como la diferencia entre la frecuencia angular obtenida en la capa primaria  $\omega$  y la frecuencia angular nominal  $\omega_o$ , ingresan al filtro pasabaja (LPF - *Low Pass Filter*) cuyo polo  $kk_i$  es variable en el tiempo y determinado por el protocolo dependiente del tiempo como se aprecia en la Figura 11. Durante el primer momento de ejecución de la estrategia  $\Delta_{ct}$ , el parámetro  $k$  es constante y la respuesta de control es rápida pero poco precisa. Al obtener una respuesta estable, el parámetro  $k$  se reduce linealmente hasta cero durante el tiempo  $\Delta_{rampa}$ , el filtro pasabaja tiende a convertirse en un integrador y reduce el error a aproximadamente cero. La finalización del protocolo de tiempo mantiene el último valor obtenido de la señal de control  $\delta$  hasta que se genere un nuevo evento, ya sea por conexión/desconexión de una carga o algún DG. En caso de presentarse algún evento mientras se ejecuta la estrategia de control, se reinicia el protocolo dependiente del tiempo.

**Figura 10.** Estrategia de control secundario



Fuente: elaboración propia

Figura 11. Protocolo de tiempo



Fuente: Rey, Juan M. et al. «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64.11 (2017), págs. 8534-8545. DOI: 10.1109/TIE.2017.2703669

## 2.4. Lazos de control de voltaje y corriente

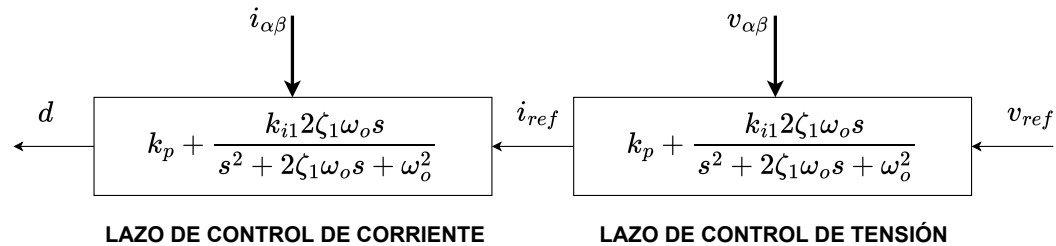
La capa primaria genera la señal de referencia que requiere el sistema de control del DG para que su señal de salida corresponda con los requerimientos de la MG. Teniendo en cuenta que las señales de referencia en el marco de referencia  $\alpha\beta$  corresponden a ondas sinusoidales, se requiere la aplicación de un control PI resonante para un seguimiento efectivo de esta señal. Entre sus características principales se encuentra que tiene una ganancia lo suficientemente alta en la frecuencia de resonancia que logra un error en estado estable cercano a cero, y permite la configuración para el seguimiento de componentes armónicas<sup>20</sup>. Además, el

<sup>20</sup>Govind, D. et al. «Performance Comparison of Standalone AC Microgrid with Inner Loop Proportional Integral and Proportional Resonant Current Controllers». En: *2020 IEEE First International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC)*. 2020, págs. 1-5. DOI: 10.1109/STPEC49749.2020.9297686, pág. 2.

desempeño dinámico de este controlador es superior respecto al controlador PI en MG aisladas y desbalanceadas<sup>21</sup>.

La Figura 12 presenta el diagrama de bloques del lazo de realimentación que contiene la función de transferencia, esta es sintonizada a la frecuencia de 60 Hz ( $\omega_0 = 2 * \pi * 60rad/s$ ) durante la ejecución de los escenarios de simulación.

**Figura 12.** Diagrama de bloques de los lazos de control de corriente y tensión

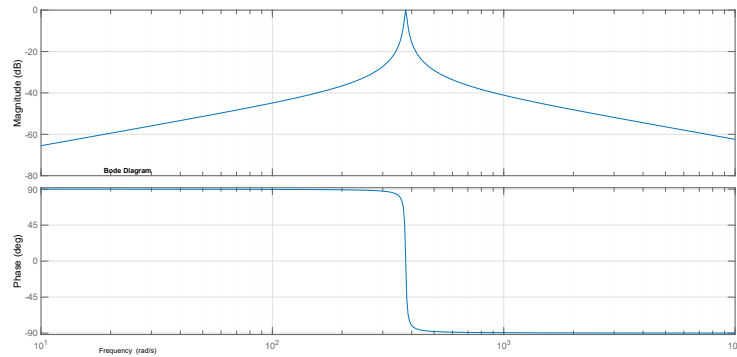


Fuente: elaboración propia

El primer bloque compara la tensión a la salida del filtro LC  $v_{\alpha\beta}$  de cada DG con su señal de referencia  $v_{ref}$  generada por la capa primaria. La salida obtenida es la señal  $i_{ref}$  que es comparada con la corriente de entrada  $i_{\alpha\beta}$  del filtro LC para generar los ciclos de trabajo  $d$  que ingresan al bloque SV-PWM (ver Figura 6). La Figura 13 presenta el diagrama de Bode del controlador resonante utilizado en esta investigación y que evidencia que cumple con las características descritas previamente.

<sup>21</sup>Gadde, Phani Harsha y Brahma, Sukumar. «Comparison of PR and PI Controllers for Inverter Control in an Unbalanced Microgrid». En: *Proceedings of the 2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*. 2021, págs. 1-6. DOI: 10.1109/NAPS50074.2021.9449699, pág. 2.

**Figura 13.** Respuesta en frecuencia del controlador resonante

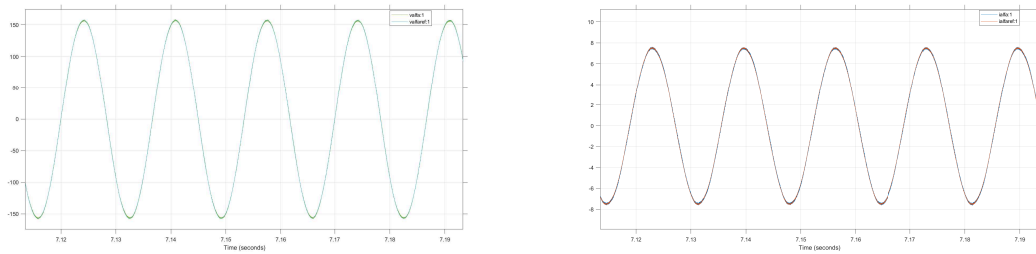


Fuente: elaboración propia

Por su parte, la Figura 14 muestra los resultados de aplicar este lazo de control en una MG similar a la presentada en la Figura 1 que se detallará en el Capítulo 3. Está MG está compuesta por tres DG configurados de acuerdo con la estructura presentada en la Figura 6. La prueba se llevó a cabo para evaluar el desempeño del controlador resonante, considerando únicamente la aplicación de la capa primaria.

Las señales observadas en cada gráfica corresponden a  $DG_1$ , y muestran la componente  $\alpha$  de las señales de referencias  $v_{ref}$  e  $i_{ref}$ , comparadas con la tensión de salida y la corriente de entrada del filtro LC, denotadas como  $v$  e  $i$ , respectivamente. Se puede observar que la señal de referencia es seguida por la señal de salida, lo que indica una correcta sincronización de las señales.

**Figura 14.** Aplicación del control PI resonante sobre el  $DG_1$



(a) Componente  $\alpha$  de la tensión de salida del filtro LC

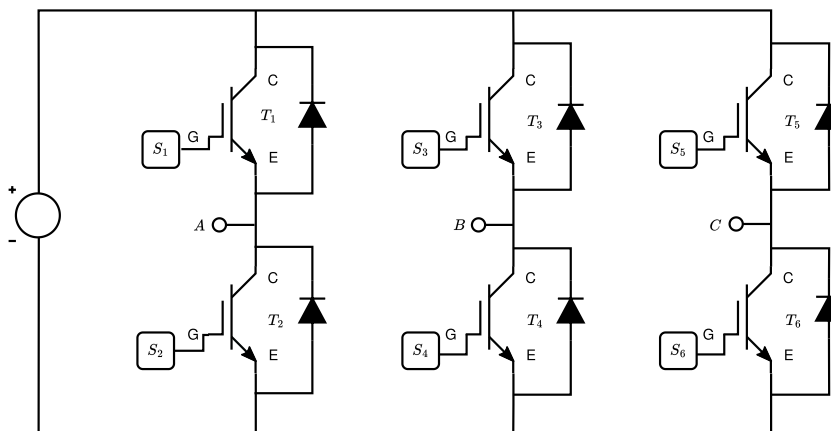
(b) Componente  $\alpha$  de la corriente de entrada del filtro LC

Fuente: elaboración propia

## 2.5. Inversor

El inversor de dos niveles utilizado en esta investigación se presenta en la Figura 15, cuenta con 6 dispositivos semiconductores IGBT (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*) que son activados por las señales enviadas desde la etapa de control. La estrategia de modulación SVPWM (*Spatial Vector Pulse Width Modulation*) es utilizada para generar los pulsos de activación, y su aplicación requiere procesos de descomposición vectorial compleja<sup>22</sup>. Esta técnica es muy popular actualmente y es implementada a nivel industrial<sup>23</sup>. La fuente de tensión  $V_{DC}$  simplifica en conjunto lo referente al recurso de energía renovable y los circuitos electrónicos de adecuación de la señal de corriente continua<sup>24</sup>.

**Figura 15.** Inversor basado en IGBT



Fuente: elaboración propia

La etapa de control genera los ciclos de trabajo para la activación de los IGBTs, un ejemplo de ello se describe en las Figuras 16a y 16b para las componentes  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente. Estas señales son utilizadas por el bloque SVPWM para generar los pulsos de activación de los IGBTs, los cuales se presentan en las Figuras 16c y 16d para los transistores  $S_1$  y  $S_2$  de

<sup>22</sup>Yan, Shijie, Zhang, Qun y Du, Heng. «A simplified SVPWM control strategy for PV inverter». En: *2012 24th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. 2012, págs. 225-229. DOI: 10.1109/CCDC.2012.6244031, pág. 2.

<sup>23</sup>Mali, Rushikesh et al. «Performance Comparison of Two Level Inverter with Classical Multilevel Inverter Topologies». En: *Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*. 2019, págs. 1-7. DOI: 10.1109/ICECCT.2019.8869115, pág. 2.

<sup>24</sup>Gu, Shan et al. «Design and Simulation of a Photovoltaic Inverter Parallel Microgrid». En: *Proceedings of the 2023 5th International Conference on Intelligent Control, Measurement and Signal Processing (ICMSP)*. 2023, págs. 375-379. DOI: 10.1109/ICMSP58539.2023.10170929, pág. 2.

la Figura 15. Esta técnica es ampliamente detallada por Ahmed y Usman Ali<sup>25</sup> y Gaballah y El-Bardini.<sup>26</sup> Además, Rivera *et al.*<sup>27</sup> describen el procedimiento para su implementación en hardware.

Esta operación de conmutación genera una salida de tres niveles para las tensiones de línea, como ejemplo se presenta la Figura 16e para la tensión  $V_{AB}$ . La señal entregada por el inversor se caracteriza por ser pulsante y está conformada por la componente fundamental y sus componentes armónicas dispersas alrededor de componentes de frecuencia múltiplos de la frecuencia de conmutación de  $10[kHz]$ . La representación en frecuencia de esta señal se aprecia en una escala amplificada en la Figura 16f, con la componente fundamental de  $60Hz$  y el grupo de componentes armónicas alrededor de la portadora de frecuencia  $10kHz$ .

## 2.6. Filtro lc

La señal de salida del inversor descrita en la Sección 2.5 no puede conectarse directamente al punto de acople común de la MG, y requiere de un acondicionamiento previo. Es necesario mitigar tanto las componentes de alta frecuencia como, en la medida de lo posible, las componentes armónicas de baja frecuencia cercanos a la componente fundamental. Para ello, se emplea el filtro pasivo LC pasabaja como se muestra en la Figura 17. Este filtro incluye el capacitor  $C$  e inductor  $L_{in}$ , la resistencia asociada al sistema de suministro  $R_{in}$  y la resistencia de amortiguamiento (*damping*)  $R$ <sup>28</sup>.

Para diseñar el filtro, es necesario establecer la función de transferencia, que está definida en la Ecuación 2.17 y corresponde a un sistema de segundo orden. La respuesta en frecuencia de

---

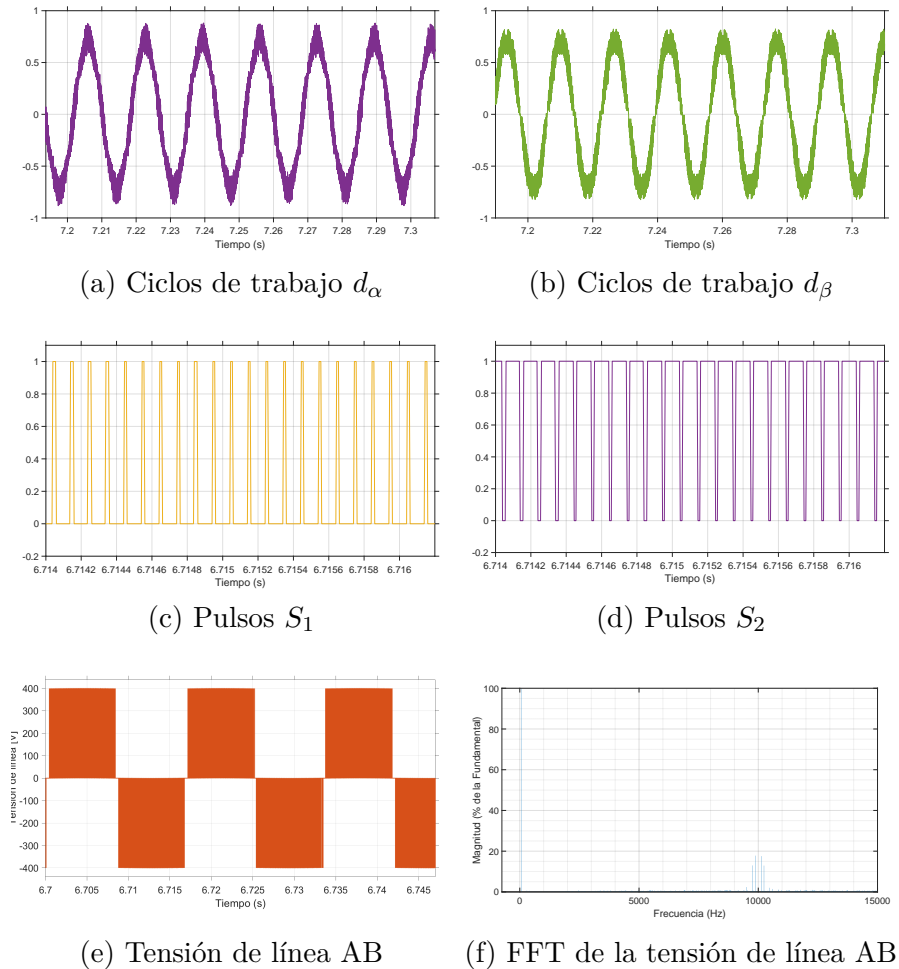
<sup>25</sup>Ahmed, Waheed y Ali, Syed M Usman. «Comparative Study of SVPWM (Space Vector Pulse Width Modulation) and SPWM (Sinusoidal Pulse Width Modulation) based Three Phase Voltage Source Inverters for Variable Speed Drive». En: *Proceedings of the IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Vol. 51. 1. Dic. de 2013, pág. 012027. DOI: 10.1088/1757-899X/51/1/012027, pág. 2.

<sup>26</sup>Gaballah, Mahmoud y El-Bardini, Mohammed. «Low Cost Digital Signal Generation for Driving Space Vector PWM Inverter». En: *Ain Shams Engineering Journal* 4.4 (2013), págs. 763-774. ISSN: 2090-4479. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2013.02.004>, pág. 2.

<sup>27</sup>Rivera, Jorge, Ortega, Susana y Raygoza, Juan J. «Implementación en Hardware de un SVPWM en un soft-core NIOS II Parte II: Algoritmo del SVPWM». Español. En: *e-Gnosis* (2009), pág. 2.

<sup>28</sup>De Andrade Campos, Bernardo F. et al. «Delay Compensation on Optimal Switching Vector Model Predictive Control Applied to a Grid-Forming Inverter with an Output LC Filter in an Islanded Microgrid». En: *Proceedings of the 2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. 2023, págs. 1410-1417. DOI: 10.1109/INDUSCON58041.2023.10374659, pág. 2.

Figura 16. Operación del inversor basado en IGBT

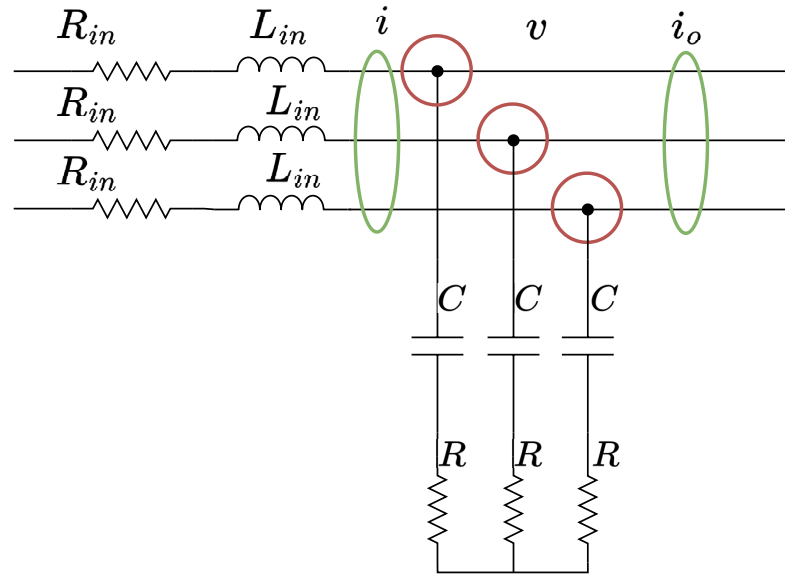


Fuente: elaboración propia

este filtro mostrada en la Figura 18, incluye una curva de referencia en color azul generada por una resistencia de  $R = 5\Omega$ . Esta configuración presenta una frecuencia de corte superior a 1 kHz, lo que destaca la importancia de seleccionar adecuadamente el valor de esta resistencia. Sobre la frecuencia de 1,  $1kHz$  se observa un incremento en la ganancia, este aumento puede ser atenuado ajustando el valor de la resistencia  $R$ . La respuesta en frecuencia en color naranja corresponde al filtro utilizado en esta investigación, con una frecuencia de corte aproximada de  $450Hz$  con una resistencia  $R = 11,33\Omega$ . Esta frecuencia de corte se seleccionó para estar cerca del límite recomendado por la norma IEEE 1547, que sugiere que la frecuencia de corte del filtro debe ser inferior a  $\omega_s/15$ , donde  $\omega_s$  es la frecuencia de conmutación del inversor<sup>29</sup>.

<sup>29</sup>Mondal, Subhradip, Gayen, Pritam Kumar y Gupta, Kabita. «Study on Impact of LC-Filter Parameters Under Variable Loading Conditions of Three-Phase Voltage Source Inverter». En: *Proceedings of the 2018*

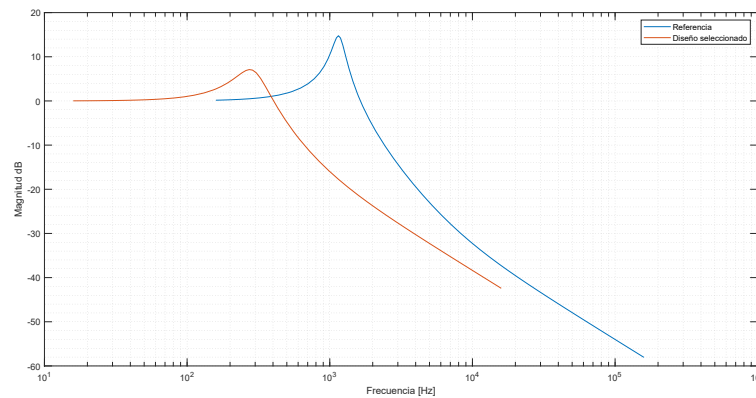
Figura 17. Filtro LC



Fuente: elaboración propia

$$\frac{v}{v_{in}} = \frac{RCs + 1}{L_{in}Cs^2 + (R + R_{in})Cs + 1} \quad (2.17)$$

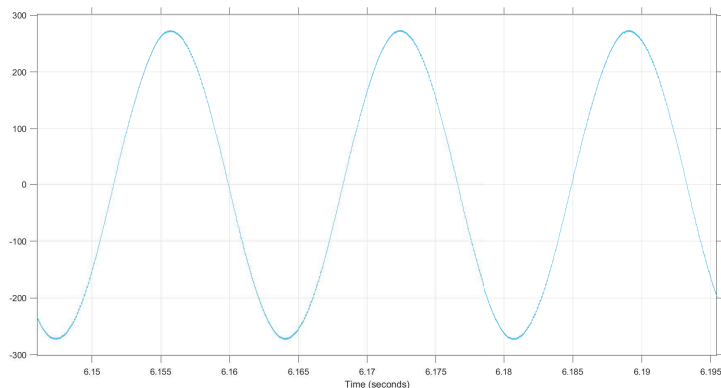
Figura 18. Respuesta en frecuencia del filtro LC



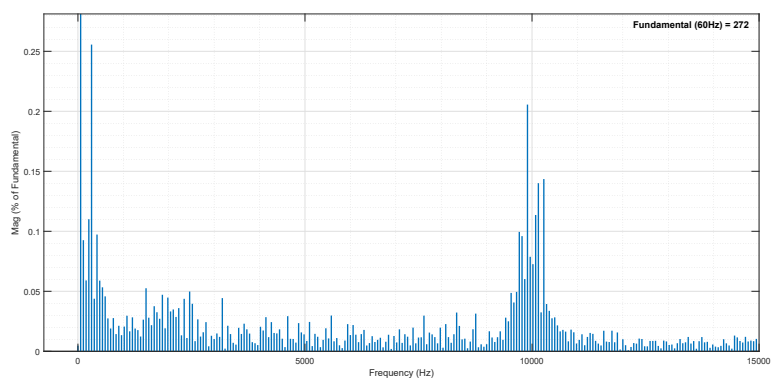
Fuente: elaboración propia

*IEEE Electron Devices Kolkata Conference (EDKCON)*. 2018, págs. 132-136. DOI: 10.1109/EDKCON.2018.8770507, pág. 2.

**Figura 19.** Tensión de salida en el filtro LC



(a) Tensión de línea AB después del filtro



(b) FFT tensión después del filtro

Fuente: elaboración propia

La Figura 19 presenta el funcionamiento apropiado del filtro LC, se observa que la tensión de línea AB de la Figura 19a es la componente fundamental requerida. Por su parte, se evidencia en la respuesta en frecuencia de la Figura 19b que las componentes armónicas de alta frecuencia son reducidas a una cantidad inferior a  $0,21[V]$  en comparación con los  $18[V]$  máximos registrados antes del filtro. La entrada del filtro representada en las Figuras 16e y 16f fueron explicadas en la Sección 2.5.

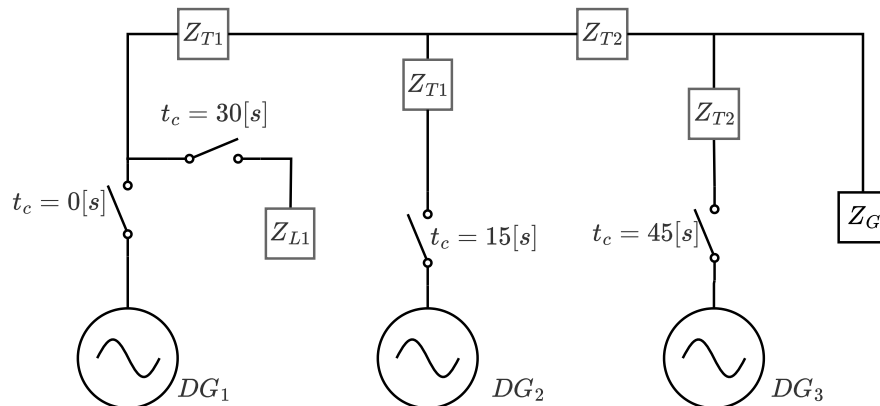
## 2.7. Funcionamiento de la estrategia de control conmutada en una microrred aislada

La Figura 20 presenta el diagrama de bloques del DG utilizado en esta investigación. En esta sección, es analizado el desempeño del DG conectado a la microrred de la Figura 21. Este escenario es seleccionado para establecer el punto de comparación de los resultados respecto a lo dispuesto en Rey *et al.*<sup>30</sup>.

Este escenario de simulación consta de tres *DG*, una carga local conectada a la salida de *DG*<sub>1</sub> y una carga global conectada cerca a la unidad *DG*<sub>3</sub> durante toda la simulación. Los interruptores de la imagen indican el tiempo en el que son cerrados para realizar la conexión. El *DG*<sub>1</sub> está conectado durante toda la simulación y actúa como referencia para la sincronización de los demás *DG*. Los parámetros de la microrred y cada *DG* se presentan en la Tabla 1.

A continuación, se presentan los resultados ante el escenario con carga balanceada que evidencia su reproducibilidad y permite aplicar nuevos escenarios de simulación.

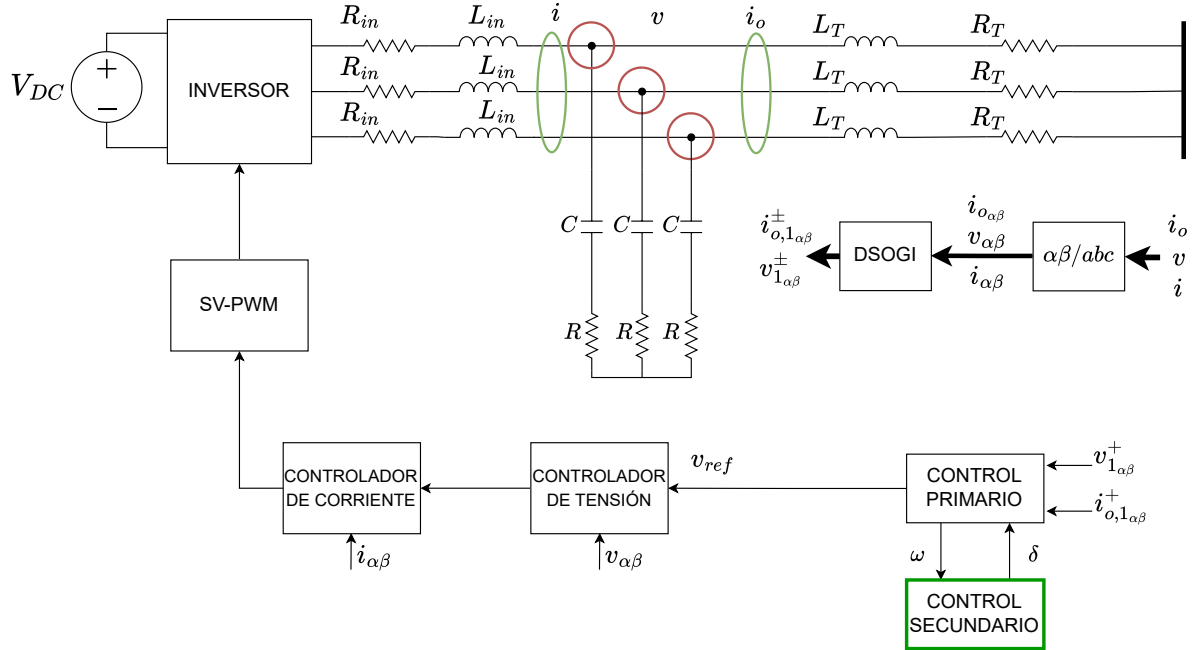
**Figura 21.** Escenario de verificación de la estrategia de control secundario



Fuente: elaboración propia, con base en Rey, Juan M. et al. «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64.11 (2017), págs. 8534-8545. DOI: 10.1109/TIE.2017.2703669

<sup>30</sup>Rey et al., «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids», óp.cit., pág. 2.

Figura 20. Configuración del DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

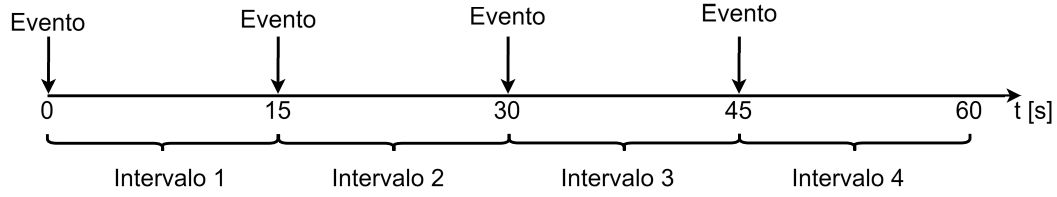
Tabla 1. Parámetros de configuración para cada DG basado en inversor

Parámetro	Símbolo	Cantidad
Coefficiente Droop	$m$	0,5 rad/(kW.s)
Filtro LC	$L_{in}, R_{in}, C, R$	15 mH; 2,04 $\Omega$ ; 20 $\mu F$ ; 11,33 $\Omega$
Transformador de acople	$L_T, R_T$	1 mH; 0,5 $\Omega$
Impedancia de la línea	$Z_{T1}; Z_{T2}$	65 m $\Omega$ ; 2 mH; 110 m $\Omega$ ; 0,8 mH
Frecuencia de conmutación del inversor	$f_{sw}$	10 kHz
Fuente de tensión DC	$V_{DC}$	400 V
Carga local conectada en Y	$Z_L$	96 $\Omega$
Carga global conectada en Y	$Z_G$	24,2 $\Omega$
Ganancia máxima $k$	$k_{max}$	0,3
Parámetro capa secundaria	$k_i$	90 rad/s
Constante de tiempo para el intervalo de tiempo $k$	$\Delta_{ct}$	5 s
Intervalo de tiempo para la rampa $k$	$\Delta_{ramp}$	5 s

Fuente: elaboración propia

Para la comprensión de los eventos, la Figura 22 presenta los intervalos de análisis de acuerdo con la conexión/desconexión definida en la Figura 21. El intervalo 1 está delimitado entre  $0 < t < 15$  [s], el intervalo 2 se encuentra entre  $15 \leq t < 30$  [s], el intervalo 3 entre  $30 \leq t < 45$  [s] y el intervalo 4 entre  $45 \leq t \leq 60$  [s].

**Figura 22.** Intervalos de análisis



Fuente: elaboración propia

**Tabla 2.** Configuración de la impedancia virtual

$DG_1$	$DG_2$	$DG_3$	Impedancia equivalente	$\theta$
Medido	Activo	Inactivo	$Z_{T1} + Z_{T2} + Z_V$	89,98
Medido	Activo	Activo	$Z_{T1} + (Z_{T2} + Z_V) / (Z_{T3} + Z_{T4} + Z_V)$	89,96
Activo	Medido	Inactivo	$Z_{T1} + Z_V + Z_{T2}$	89,98
Activo	Medido	Activo	$Z_{T1} + Z_V + Z_{T2} / (Z_{T3} + Z_{T4} + Z_V)$	89,98
Activo	Inactivo	Medido	$Z_{T4} + Z_{T3} + Z_V + Z_{T2}$	89,96
Activo	Activo	Medido	$Z_{T4} + Z_V + Z_{T3} + Z_{T2} / (Z_{T1} + Z_V)$	89,96

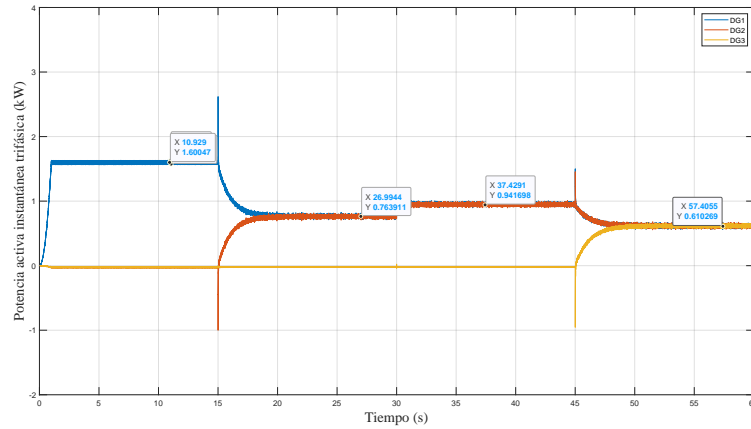
La validación de la Ecuación 2.13 se presenta en la Tabla 2, en la cual la etiqueta **medido** indica el DG para el cual se calculó la impedancia equivalente. Las etiquetas **activo** e **inactivo** indican el estado de conexión de cada DG en la MG especificando si está conectado (activo) o desconectado (inactivo), respectivamente. Inicialmente, se determinó la impedancia vista por cada DG en sus seis posibles configuraciones de la MG mostradas en la Figura 21 siguiendo el protocolo de conexión específico para cada DG, lo que permite establecer las combinaciones correspondientes<sup>31</sup>. Para la impedancia virtual seleccionada, se logra que el ángulo de la impedancia vista por cada DG en las diversas combinaciones sea de aproximadamente  $90^\circ$ . Esto permite que la capa primaria opere con una relación adecuada entre la potencia activa instantánea trifásica y la frecuencia de operación del DG para un correcto funcionamiento del método *droop*.

A continuación se presenta la operación de la MG utilizando los parámetros previamente definidos. Primero, la Figura 23 presenta la potencia activa instantánea trifásica que entrega cada DG. En ella se aprecia que los DG logran compartir proporcionalmente la potencia activa trifásica, por tanto la compartición de la potencia registra un error de aproximadamente cero.

<sup>31</sup>Souza y Castilla, *Microgrids Design and Implementation*, óp.cit., pág. 2.

En consecuencia, la frecuencia será una variable global, es decir, todos los DG operarán a una frecuencia de 60 Hz de acuerdo con el método *droop* presentado previamente.

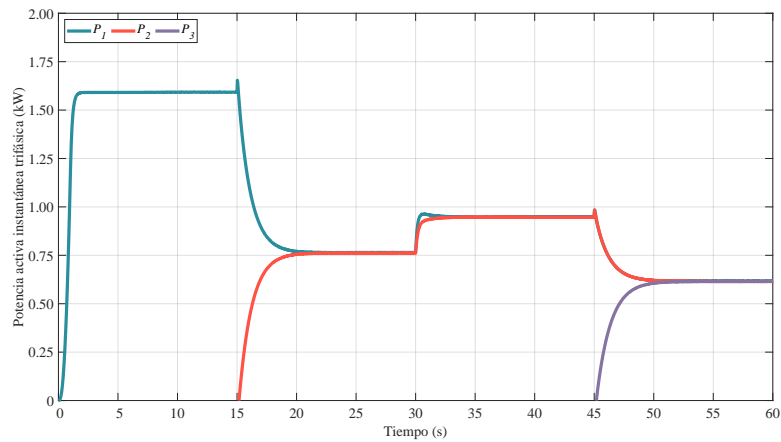
**Figura 23.** Potencia activa trifásica instantánea entregada por cada DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

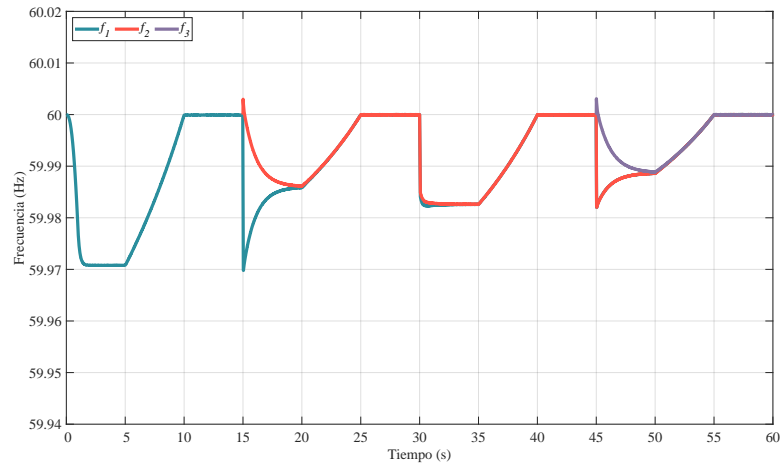
Esta potencia activa trifásica puede contener señales indeseadas que tienden a afectar el desempeño del método *droop*. Es por ello que es necesario un filtro pasabaja que suaviza la señal. Esta potencia activa trifásica es apta para ser utilizada por la capa primaria. El resultado se observa en la Figura 24 para cada unidad DG. Asimismo, la frecuencia de la señal de referencia se aprecia en la Figura 25.

**Figura 24.** Potencia activa instantánea trifásica utilizada en la capa primaria



Fuente: elaboración propia

**Figura 25.** Frecuencia de la señal de referencia

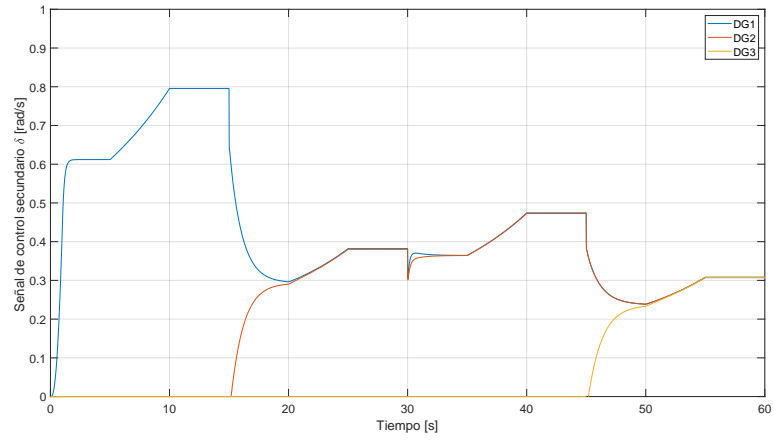


Fuente: elaboración propia

La señal entregada por la capa secundaria para la corrección de la desviación en la frecuencia de cada DG se presenta en la Figura 26. Se observa que las señales entregadas por los DG son similares durante la ejecución de la estrategia de control conmutada, en concordancia con el comportamiento de la frecuencia y la potencia activa trifásica. Esto demuestra la efectividad de la acción de control ante las desviaciones generadas por el método *droop*, restableciendo la frecuencia a su valor nominal y manteniendo la compartición de la potencia activa trifásica entre los DG. Los resultados obtenidos ofrecen similitud frente a lo establecido en el artículo Rey *et al*<sup>32</sup>. Finalmente, este resultado es de vital importancia en análisis posteriores por su relación con las afectaciones ocasionadas por las cargas desbalanceadas.

<sup>32</sup>Rey et al., «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids», óp.cit., pág. 2.

Figura 26. Señal de control secundario



Fuente: elaboración propia

### 3. Carga desbalanceada en microrredes de baja tensión

El Capítulo 3 presenta el análisis sobre la estrategia de control conmutada frente a la conexión de cargas desbalanceadas resistivas. Los parámetros de análisis y las cargas seleccionadas se establecieron con base en los resultados obtenidos previamente bajo condiciones de carga balanceadas con el propósito de mantener un punto de comparación entre ambos escenarios.

#### 3.1. Afectaciones ocasionadas por las cargas desbalanceadas en las redes de distribución

El análisis de estrategias de control en MG se ha realizado, principalmente, sobre un escenario ideal constituido por cargas trifásicas balanceadas. Aunque los resultados obtenidos sean prometedores, no se puede asegurar su operación sobre cargas desbalanceadas. Es posible que, en una primera instancia, el análisis de las estrategias con cargas balanceadas sea realizado para verificar si la estrategia de control logra cumplir los objetivos de diseño, lo que permitirá profundizar en nuevos escenarios.

Es importante señalar que las cargas desbalanceadas son inherentes al sistema eléctrico, ya que los usuarios residenciales y comerciales son predominantemente monofásicos y la conexión de cargas no puede ser pronosticada indicando una aleatoriedad que conlleva a una diferencia sobre la corriente entre las fases<sup>1</sup>. Además, las cargas residenciales no se encuentran distribuidas equitativamente sobre el sistema de potencia, donde se conectan aleatoriamente en las fases<sup>2</sup>. El hecho de presentarse un desbalance en la carga, con la consecuente generación de un desbalance en la corriente, puede conllevar a un desbalance en la tensión el cual debe ser tratado, puesto que trae consigo problemas de sobrecalentamiento y pérdidas en conductores<sup>3</sup>. La línea de distribución está configurada a cuatro hilos, las tres líneas de fase y el conductor

---

<sup>1</sup>Li, Yongxia y Gong, Yulei. «Design of Three Phase Load Unbalance Automatic Regulating System for Low Voltage Power Distribution Grids». En: *Proceedings of the 2018 International Conference on Smart Materials, Intelligent Manufacturing and Automation (SMIMA 2018)*. Vol. 173. 2018, pág. 02040. DOI: 10.1051/mateconf/201817302040, pág. 2.

<sup>2</sup>Ma, Kang, Fang, Lurui y Kong, Wangwei. «Review of Distribution Network Phase Unbalance: Scale, Causes, Consequences, Solutions, and Future Research Directions». En: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 6.3 (2020), págs. 479-488. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.03280, pág. 2.

<sup>3</sup>Li, Hui et al. «Linear Active Disturbance Rejection Control Based on Three-phase Unbalanced Voltage Compensation Strategy in Microgrid». En: *Proceedings of the 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. 2018, págs. 538-543. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592500, pág. 2.

neutro. El hecho de presentarse un desbalance en la carga, produce una componente de secuencia cero que será dirigida por este conductor, aumentando sus pérdidas y produciendo calentamiento<sup>4</sup>.

En la literatura, se contempla el cálculo del desbalance a través de la medición de tensión, principalmente. La IEC (*International Electrotechincal Commission*) establece el factor de desbalance de tensión -VUF (*Voltage Unbalance Factor*) como el cociente entre las amplitudes de las componente de secuencia negativa y la componente de secuencia positiva<sup>5</sup> como se presenta en la Ecuación 3.1. C. Ciontea y F. Ivo en su artículo acerca de la influencia del desbalance sobre la evaluación de la calidad de potencia en sistemas de distribución<sup>6</sup> presentan un resumen con las expresiones matemáticas para el cálculo del desbalance en diferentes regulaciones internacionales.

$$VUF = \frac{|V_2|}{|V_1|} * 100(\%) \quad (3.1)$$

Aunque los problemas descritos anteriormente se han definido para redes de distribución, esto también se presenta en las MG<sup>7</sup>. Para solucionarlo se recurre a la implementación de equipos como el filtro de potencia activo<sup>8</sup> (APF - *Active Power Filter*), lo cual podría suponer un aumento en los costos de implementación. Como los APF tienen una configuración similar a los inversores de potencia utilizados en las MG, se espera que estos se utilicen no solo para la entrega de potencia, sino que permitan mitigar los problemas de calidad de potencia<sup>9</sup>.

---

<sup>4</sup>Meersman, Bart et al. «Control Design of Grid-connected Three-phase Inverters for Voltage Unbalance Correction». En: *Proceedings of the 2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2009, págs. 1-5, pág. 2.

<sup>5</sup>Ciontea, Catalin Iosif y Iov, Florin. «A Study of Load Imbalance Influence on Power Quality Assessment for Distribution Networks». En: *Journal of Electricity* 2.1 (2021), págs. 77-90. ISSN: 2673-4826. DOI: 10.3390/electricity2010005, pág. 2.

<sup>6</sup>Ibíd., pág. 2.

<sup>7</sup>Li et al., «Linear Active Disturbance Rejection Control Based on Three-phase Unbalanced Voltage Compensation Strategy in Microgrid», óp.cit., pág. 2.

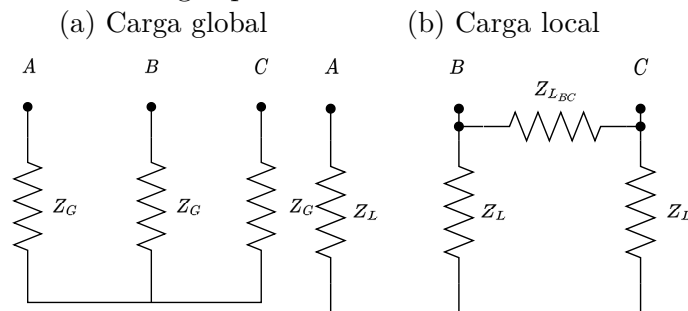
<sup>8</sup>Alathamneh, Mohammad, Ghanayem, Haneen y Nelms, R.M. «Shunt Active Power Filter Voltage Sensorless Method using a PR Controller for Unbalanced Grid Conditions». En: *Proceedings of the 2022 9th International Conference on Power and Energy Systems Engineering*. Vol. 9. 2023, págs. 1056-1064. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.12.003>, pág. 2.

<sup>9</sup>Rocha, Jéssica P. M. et al. «Photovoltaic Power System with Ancillary Service Capability Based on Instantaneous Power». En: *Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. 2019, págs. 691-696. DOI: 10.1109/ICIT.2019.8755076, pág. 2.

### 3.2. Problemas presentados por el desbalance en la carga sobre la estrategia de control conmutada

La evaluación de la estrategia de control secundaria conmutada se ejecutó sobre la MG definida en la Sección 2.7, la cual consta de tres DG, una carga local y una carga global. La carga trifásica utilizada es presentada en la Figura 27 y está compuesta por resistencias, con un interruptor que permite su conexión/desconexión. El análisis contempla su modificación para estudiar el comportamiento de la compartición de la potencia y la frecuencia en cada DG. Primero se analizará el desbalance por fase. Posteriormente, se simulará un desbalance por la conexión de una resistencia entre las fases B y C. El caso para  $R = 0 [\Omega]$  se omite por su relación con una falla en corto circuito, lo cual no está en el alcance de esta investigación.

**Figura 27.** Configuración de cargas para el escenario de desbalance

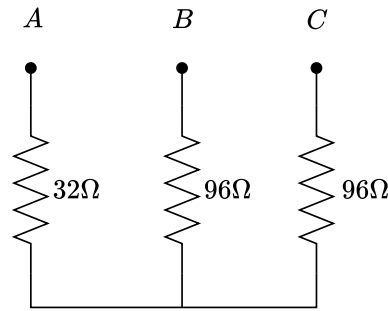


Fuente: elaboración propia

### 3.3. Escenario de operación con desbalance por fase

El primer escenario analizado considera la variación de la resistencia por fase sobre la carga local conectada cerca a  $DG_1$ . Esta variación provoca un cambio en el factor de desbalance de la tensión trifásica de salida de cada DG. En esta sección, se examina el efecto de reducir por fase cada resistencia de  $96 \Omega$  a  $32 \Omega$ . La Figura 28 muestra esta variación sobre la fase A de la carga local, la cual se replica en las fase B y C.

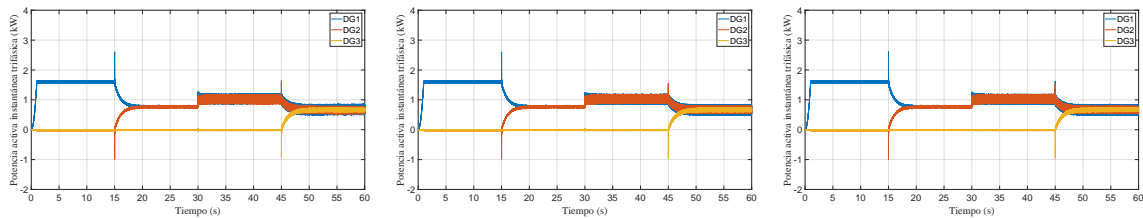
**Figura 28.** Configuración del desbalance de la carga local sobre la fase A



Fuente: elaboración propia

El primer fenómeno presentado corresponde a la presencia de la componente oscilatoria debido a la aparición de la componente de secuencia negativa en la corriente. Esto se observa desde  $t=30$  [s] sobre la potencia activa instantánea trifásica de la Figura 29, con la presencia de una componente oscilatoria a una frecuencia de 120 Hz, que genera un intercambio de energía que no produce trabajo sobrecargando el DG. Entre 45 y 60 [s] los tres generadores tienen componentes de potencia oscilatoria de diferente amplitud, con una exigencia mayor para la unidad  $DG_1$  por su cercanía a la carga desbalanceada.

**Figura 29.** Potencia activa instantánea trifásica entregada por los DG basados en inversor con desbalance por fase



(a) Variación sobre la fase A (b) Variación sobre la fase B (c) Variación sobre la fase C

Fuente: elaboración propia

Para complementar los resultados anteriores, se aplicó la transformada rápida de Fourier (FFT - *Fast Fourier Transform*) sobre la potencia activa instantánea trifásica para cada escenario de desbalance por fase considerado. La medida de la componente continua y la amplitud de la componente de 120 Hz fueron calculadas y registradas en la Tabla 3, e indican

la existencia de una diferencia entre la potencia activa instantánea trifásica entregada por los DG. Además, es evidente que la componente oscilatoria es superior para el DG cercano a la carga desbalanceada.

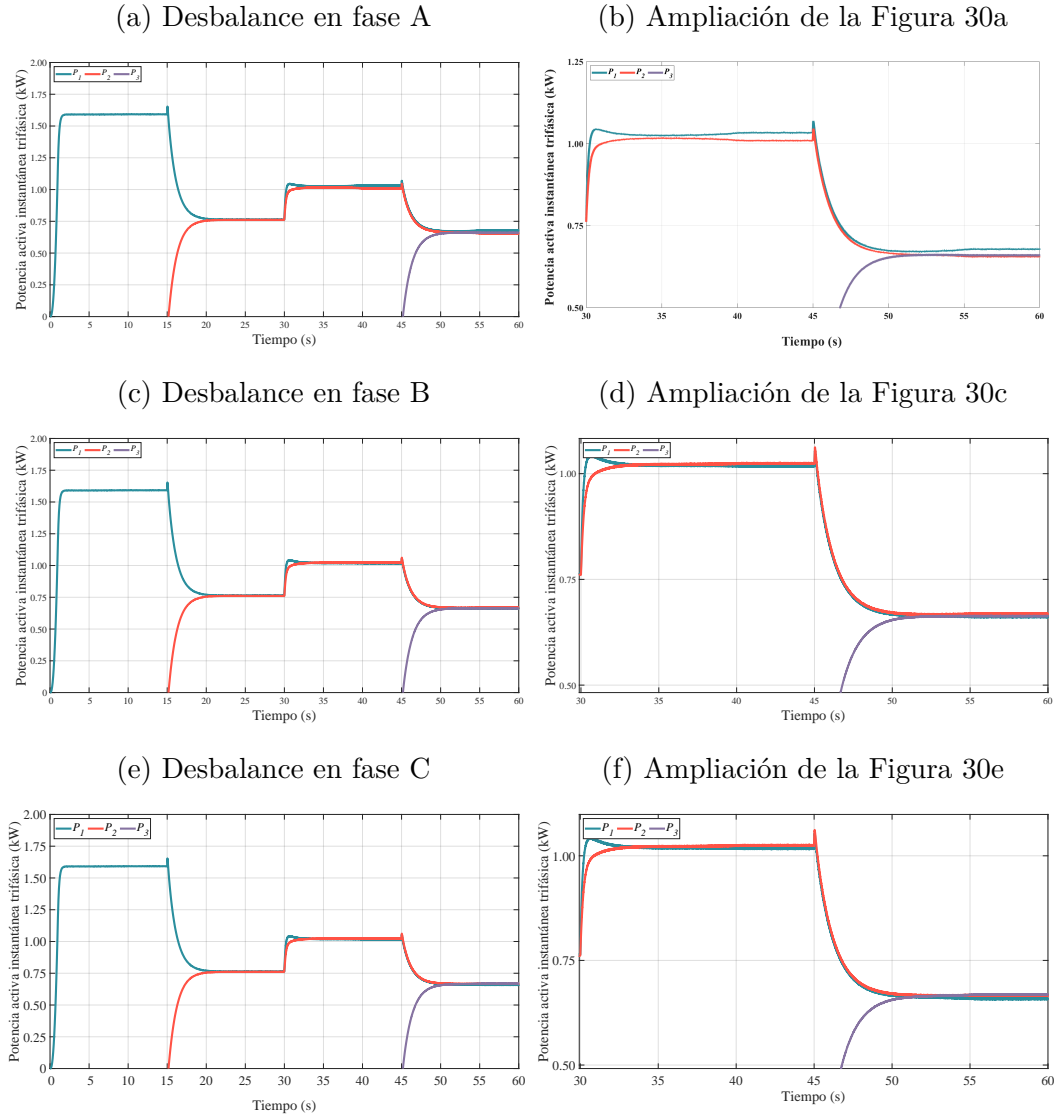
**Tabla 3.** Amplitud de las componentes armónicas de la potencia activa instantánea trifásica con desbalance por fase

Desbalance en fase	Frecuencia	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
		$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
A	DC	1035,76	1013,66	679,83	658,81	662,30
	120 Hz	135,83	121,19	145,17	99,62	40,92
B	DC	1022,28	1027,20	665,02	670,52	665,48
	120 Hz	135,77	121,03	144,97	99,72	41,08
C	DC	1021,66	1027,82	662,09	669,01	669,92
	120 Hz	135,68	121,13	144,73	99,60	40,92

Fuente: elaboración propia

La Figura 30 presenta la potencia activa instantánea trifásica utilizada por los DG en la capa primaria. Se observa que durante la ejecución de la estrategia de control secundaria, el error sobre la compartición de la potencia aumenta levemente y se mantiene al finalizar el protocolo de tiempo. La fase A en la Figura 30a presenta la mayor variación entre los tres resultados analizados. La Tabla 4 registra el valor de la potencia activa instantánea trifásica en cada intervalo estudiado al finalizar la ejecución del control secundario, siendo coherente con los resultados de la tabla anterior lo que reafirma la afectación sobre el sistema de control.

**Figura 30.** Potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

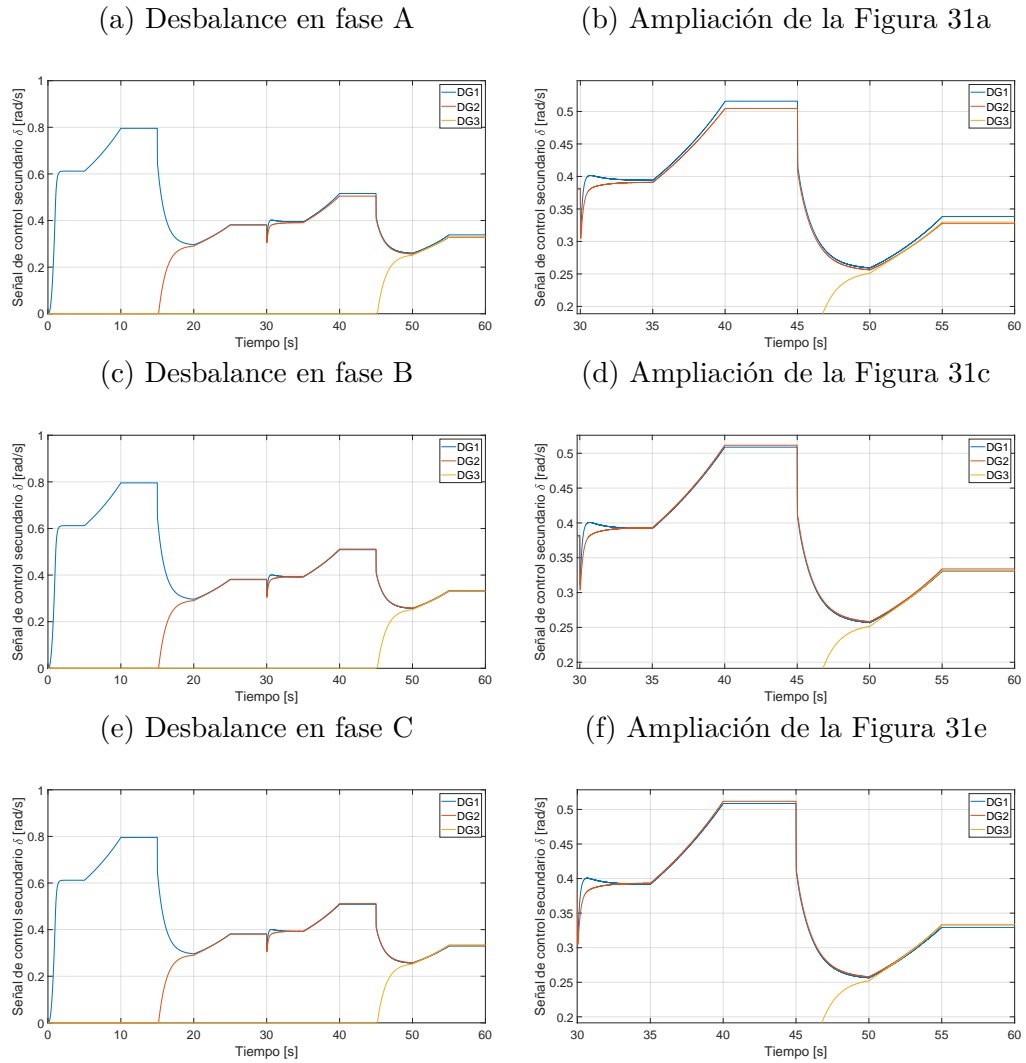
**Tabla 4.** Potencia activa instantánea trifásica al finalizar el intervalo de observación

Desbalance en fase	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
A	1033	1009	678	654	659
B	1027	1016	661	669	663
C	1016	1024	657	666	668

Fuente: elaboración propia

El fenómeno descrito anteriormente se logra relacionar con la señal de control secundario de la Figura 31. En la Sección 2.7 se presentó la estrategia con carga balanceada y se destacó que la señal de control era similar para las tres unidades DG durante la ejecución de la estrategia de control secundario. Las Figuras 31a, 31c, y 31e presentan las variaciones sobre la señal de control. Se destaca la máxima variación sobre la Fase A. Las Figuras 31b, 31d, y 31f realizan una ampliación sobre el intervalo 3 y 4. En este caso, se evidencia que el error presentado en la señal de control tiene una correspondencia con el error sobre la compartición de potencia de la Figura 30, por lo que se concluye que la estrategia de control secundario conmutada no logra operar la componente de secuencia negativa de la corriente generada por el desbalance. El registro de los errores en estado estable posterior a la ejecución de la estrategia de control son presentados en la Tabla 8, se evidencia el fenómeno descrito previamente.

**Figura 31.** Señal de control secundario de cada DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

**Tabla 5.** Señal de control secundario  $\delta$  al finalizar el intervalo de observación

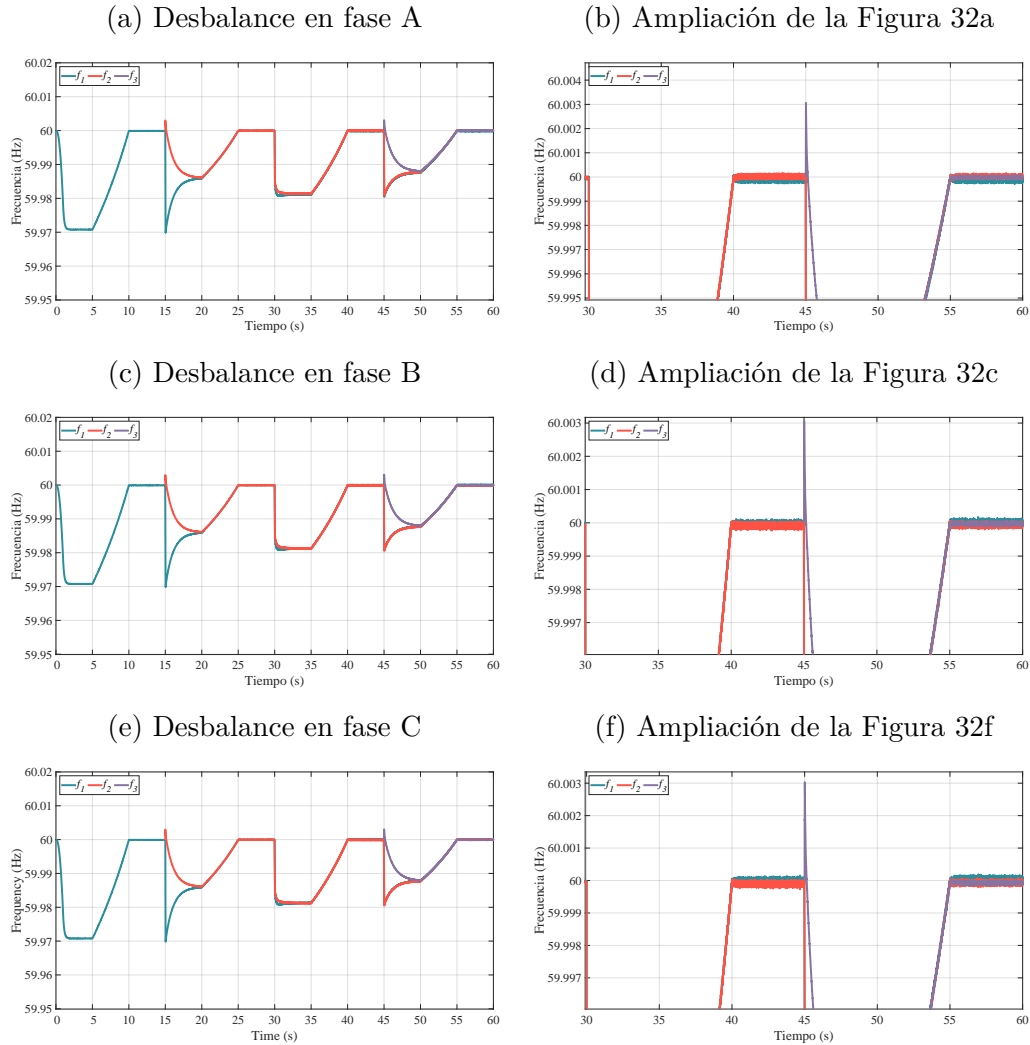
Desbalance en fase	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [rad/s]	$DG_2$ [rad/s]	$DG_1$ [rad/s]	$DG_2$ [rad/s]	$DG_3$ [rad/s]
A	0,515	0,504	0,338	0,327	0,329
B	0,508	0,511	0,331	0,334	0,331
C	0,508	0,511	0,329	0,333	0,334

Fuente: elaboración propia

La frecuencia de las tensiones de referencia en cada DG se presenta en la Figura 32. La

primera columna describe la señal durante la simulación, como el error en frecuencia es difícil de visualizar, se aplica un acercamiento de estas señales entre  $30 < t < 60$  [s] que se aprecia en la segunda columna para observar la existencia de la desviación producto del error en la señal de control.

**Figura 32.** Frecuencia de la señal de referencia en cada DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

El factor de desbalance por fase se presenta en la Tabla 9, que resume el cálculo del VUF sobre cada intervalo de estudio. Se destaca que el desbalance logra manifestarse en la tensión de salida en cada unidad DG con una cantidad entre 0,3% y 0,5% para los DG cercanos a la carga desbalanceada, en comparación con los resultados con carga balanceada que fueron del orden de 0,09%.

**Tabla 6.** Factor de desbalance de tensión para la tensión de salida de cada DG basado en inversor con desbalance por fase

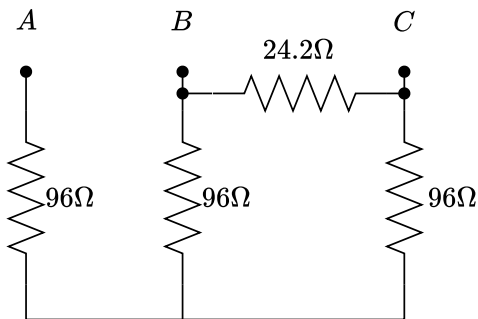
Desbalance en fase	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
A	0,484	0,422	0,499	0,250	0,186
B	0,309	0,417	0,342	0,356	0,196
C	0,451	0,266	0,491	0,202	0,033

Fuente: elaboración propia

### 3.4. Escenario de operación con carga entre dos fases

La Sección 3.3 abordó un escenario común en redes eléctricas residenciales y comerciales, que resultó en alteraciones en la potencia activa instantánea trifásica y un ligero aumento en el factor de desbalance de tensión en la salida de los  $DG$ . En este nuevo escenario, se genera un desbalance al conectar una resistencia entre dos fases, lo que incrementa el factor de desbalance en cada  $DG$ . En esta sección, se analiza el efecto de conectar una resistencia de  $24,2 \Omega$  entre las fases B y C. La Figura 33 ilustra esta modificación sobre la carga local

**Figura 33.** Configuración del desbalance de la carga local entre las fase B y C

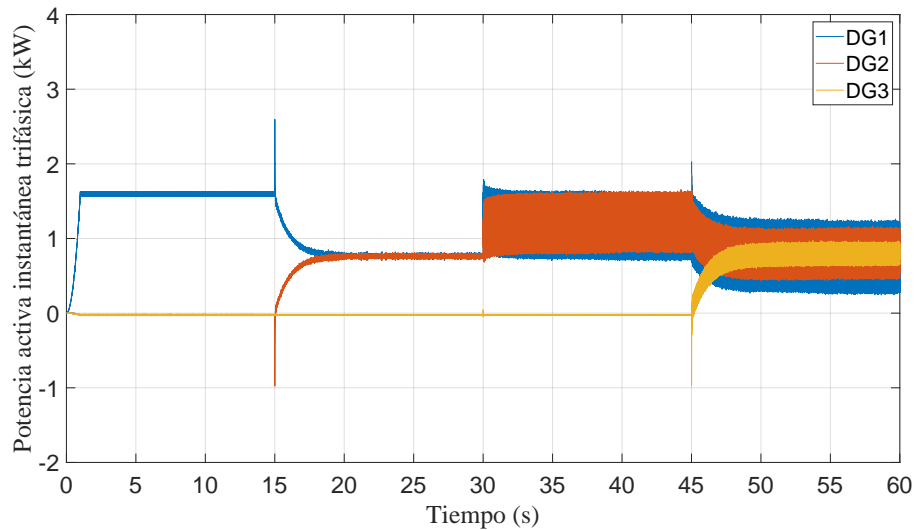


Fuente: elaboración propia

La potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG se observa en la Figura 34. En comparación con los resultados obtenidos en el escenario de desbalance por fase, entre  $30 \leq t < 45$  [s] se genera un aumento en la amplitud de las oscilaciones de la potencia durante la ejecución del desbalance, y se percibe cómo los valores promedio de las potencias

tienden a distanciarse entre ellos e indica el aumento en el error de la distribución de potencia. Este fenómeno sigue el patrón del escenario anterior y se detalla mejor con la potencia activa trifásica utilizada por la capa primaria que se presenta en la Figura 35a. Por su parte, la Figura 35b genera un acercamiento en el intervalo  $30 \leq t < 60$  [s] para precisar el comportamiento del error en estado estable.

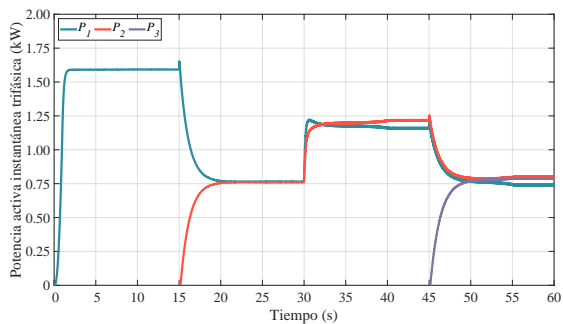
**Figura 34.** Potencia activa instantánea trifásica entregada por los DG basados en inversor



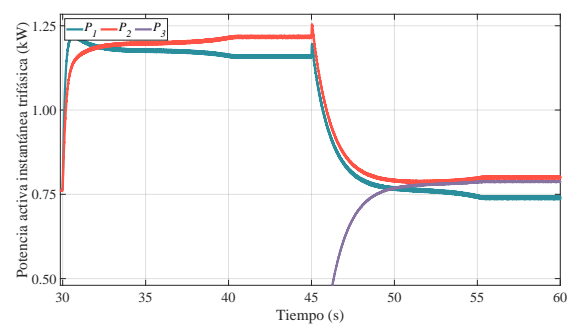
Fuente: elaboración propia

**Figura 35.** Potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor

(a) Registro durante el tiempo de simulación



(b) Ampliación de la Figura 35a



Fuente: elaboración propia

La Tabla 7 presenta los resultados obtenidos tras la aplicación de la FFT sobre la potencia activa instantánea trifásica a la salida de cada DG para los intervalos donde se ejecuta

el desbalance. Es evidente la disparidad entre los DG para cada intervalo evaluado, que concuerda con lo señalado en la Figura 35 al presentarse un error en la compartición de la potencia activa trifásica. A su vez este comportamiento se observa en la componente oscilatoria de 120 Hz generada por la presencia del desbalance.

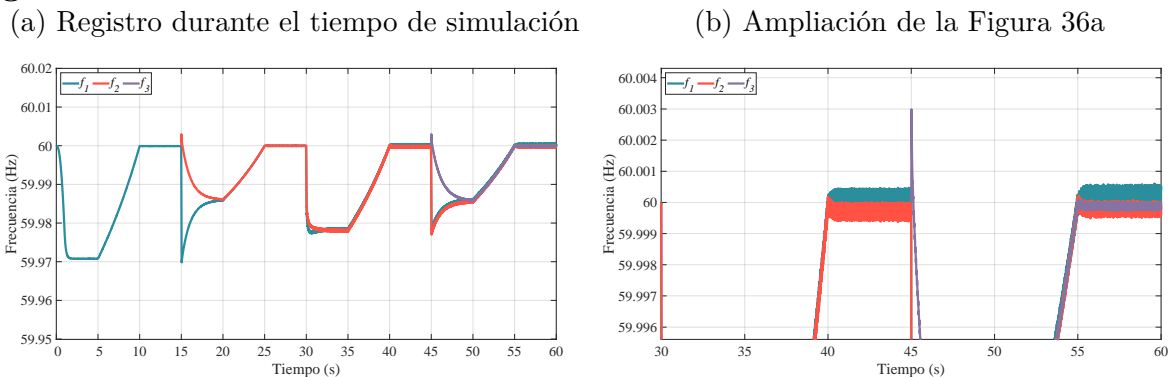
**Tabla 7.** Amplitud de las componentes armónicas de la potencia activa instantánea trifásica con desbalance entre dos fases

Frecuencia	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
DC	1165,75	1217,64	746,79	800,14	788,85
120 Hz	428,20	380,13	459,02	314,58	137,65

Fuente: elaboración propia

La Figura 36a presenta la frecuencia para cada señal de referencia generada por la capa primaria en cada DG. La Figura 36b realiza un acercamiento en el intervalo de  $30 \leq t < 60$  [s] para apreciar el error en frecuencia. Se evidencia que todos los DG logran recuperar la frecuencia cerca a su valor nominal, con un margen de error del orden de mHz durante la finalización del protocolo de tiempo.

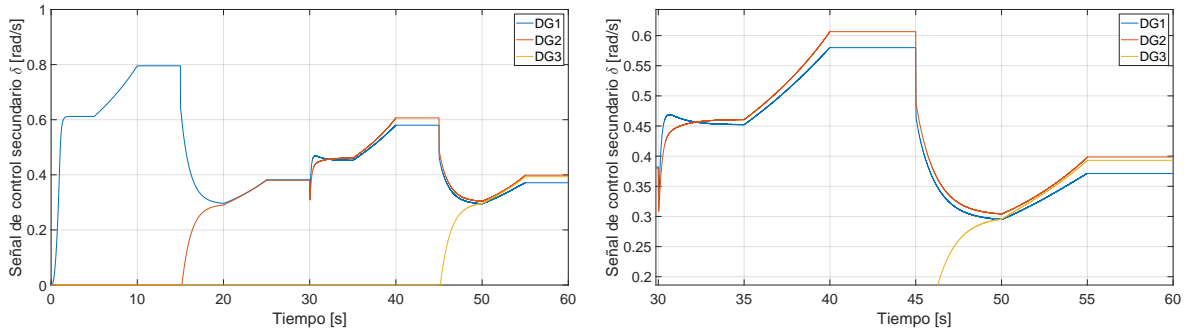
**Figura 36.** Frecuencia de cada DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

De igual manera, en la Figura 37 se observa la aparición de un error entre las señales de control enviadas por la capa secundaria. La Figura 37b presenta un acercamiento en el intervalo de  $30 \leq t < 60$  [s] donde se aprecia este error en detalle.

**Figura 37.** Señal de control secundario entregada por cada DG basado en inversor  
 (a) Registro durante el tiempo de simulación (b) Ampliación de la Figura 37b



Fuente: elaboración propia

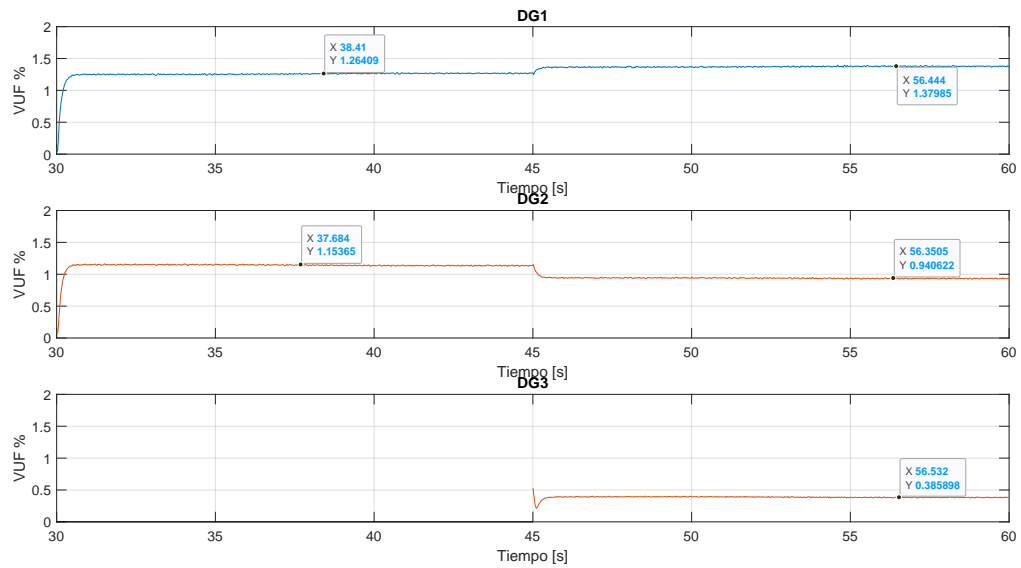
**Tabla 8.** Señal de control secundario  $\delta$  al finalizar el intervalo de observación

Desbalance entre fases	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [rad/s]	$DG_2$ [rad/s]	$DG_1$ [rad/s]	$DG_2$ [rad/s]	$DG_3$ [rad/s]
B y C	0,58	0,606	0,371	0,398	0,393

Fuente: elaboración propia

Este escenario con carga entre dos fases incrementa el desbalance a la salida de los DG. La Figura 38 expone el comportamiento del VUF para  $t > 30[s]$ . Se detalla que durante el tercer intervalo el VUF es de 1,26 % y 1,15 % para  $DG_1$  y  $DG_2$ , respectivamente. Mientras que en el cuarto intervalo,  $DG_1$  aumenta su valor a 1,37 %,  $DG_2$  disminuye a 0,94 % y  $DG_3$  pasa a 0,38 %. En este caso,  $DG_1$  no logró reducir su VUF con la entrada en operación de las otras unidades  $DG$ .

**Figura 38.** Registro del VUF en la salida de los DG causado por la conexión de carga entre fases



Fuente: elaboración propia

**Tabla 9.** Factor de desbalance de tensión para la tensión de salida de cada DG basado en inversor con desbalance entre fases

Desbalance entre fases	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
B y C	1.26409	1.15365	1.37985	0.940622	0.385898

Fuente: elaboración propia

## 4. Estrategia de control secundario sin comunicaciones para microrredes eléctricas AC aisladas con carga desbalanceada

Esta sección presenta la mejora realizada sobre la estrategia de control objeto de estudio, mediante la adopción de un algoritmo que comparte la componente de secuencia negativa de la corriente de salida del filtro LC, se realizan las simulaciones para validar los resultados en los dos escenarios de la sección anterior. Finalmente, se analiza el impacto sobre las cargas conectadas a la MG.

### 4.1. Estrategias de control aplicadas para el mejoramiento de la operación de generadores distribuidos basados en inversor

Aunque el análisis de sistemas de control en MG es aplicado principalmente con cargas balanceadas, surge la necesidad de evaluar su rendimiento en otros escenarios más realistas. Uno de ellos es la conexión de cargas desbalanceadas, donde las estrategias de control suelen agregar un algoritmo para la extracción de las componentes simétricas, y así facilitar el cálculo de la potencia asociada al desbalance.

En el Capítulo 2, se mencionó que la investigación está basada en el análisis del algoritmo aplicado en la capa secundaria de la estructura de control jerárquico definido por Rey *et al.*<sup>1</sup>, el cual no utiliza algún canal de comunicación. Por tanto, la solución ante los inconvenientes descritos en el Capítulo 3 se basa en la selección de alguna estrategia de control que complementa la estrategia de control secundario para tratar las variaciones sobre la compartición de potencia entre los DG y la desviación en frecuencia en cada DG.

**4.1.1. Con comunicaciones** Las estrategias de control pueden compensar el desbalance de tensión junto con la mitigación de la distorsión armónica generada por cargas no lineales conectadas en el punto de acople común (*PCC - Point of Common Coupling*). Principalmente, se discute sobre el uso de estrategias de control para la reducción del desbalance de tensión y el manejo de las componentes armónicas para compartir la potencia entre

---

<sup>1</sup>Rey et al., «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids», *óp.cit.*, pág. 2.

los DG. Han *et. al.* en su artículo titulado *An enhanced power sharing scheme for voltage unbalance and harmonics compensation in an islanded AC microgrid*<sup>2</sup> presentan un sistema de control que logra compensar el desbalance de tensión sobre la fundamental y las componentes armónicas 5ta, 7ma, 11ra y 13ra de la tensión en el PCC inyectando una tensión de referencia. Además, el sistema de control logra compartir la potencia debida a cada componente armónica entre los DG conectados a la MG, por la aplicación de un *compensation effort controller*. Este bloque calcula la distorsión armónica, seguida de la señal de referencia para cada componente armónica, que son sumadas y agregadas a la tensión de referencia generada por la capa primaria del sistema de control. Savaghebi *et. al.* en su artículo titulado *Adaptive virtual impedance scheme for selective compensation of voltage unbalance and harmonics in microgrids*<sup>3</sup>, presenta un sistema de control que modifica la impedancia virtual para reducir el factor de desbalance de la componente fundamental y la distorsión armónica para las componentes 3ra, 5ta y 7ma. La inductancia virtual es generada por la aplicación de un control PI sobre el error del desbalance de tensión y el factor de distorsión de cada componente armónica. Este valor es utilizado por el lazo de impedancia virtual para generar la señal de referencia que se agrega a la salida de la tensión de referencia obtenida por la capa primaria, utilizando las componentes de secuencia positiva de la tensión y corriente de salida del DG. Por su parte, Tang *et. al.* presenta en su artículo *Secondary Voltage Unbalance Compensation for Three-Phase Four-Wire Islanded Microgrids*<sup>4</sup> el uso de un controlador PI para el ajuste del desbalance en el PCC. A través de un MGCC generan los valores de referencia que son transmitidos a cada DG conectado a una MG aislada trifásica de cuatro hilos.

**4.1.2. Sin comunicaciones** El concepto de compensación de desbalance en tensión sin el uso de canal de comunicaciones es utilizado por Peng *et. al.* en su artículo *Performance Improvement of the unbalance voltage compensation in islanded microgrid based on small-signal analysis*<sup>5</sup>. En este estudio se genera la referencia de tensión en secuencia negativa para

<sup>2</sup>Han, Yang et al. «An Enhanced Power Sharing Scheme for Voltage Unbalance and Harmonics Compensation in an Islanded AC Microgrid». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 31.3 (2016), págs. 1037-1050. DOI: 10.1109/TEC.2016.2552497, pág. 2.

<sup>3</sup>Savaghebi, Mehdi et al. «Adaptive Virtual Impedance Scheme for Selective Compensation of Voltage Unbalance and Harmonics in Microgrids». En: *Proceedings of the 2015 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2015, págs. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286092, pág. 2.

<sup>4</sup>Tang, Fen et al. «Secondary Voltage Unbalance Compensation for Three-phase Four-wire Islanded Microgrids». En: *Proceedings of the 2014 IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices (SSD14)*. 2014, págs. 1-5. DOI: 10.1109/SSD.2014.6808856, pág. 2.

<sup>5</sup>Peng, Yelun et al. «Performance Improvement of the Unbalanced Voltage Compensation in Islanded Microgrid Based on Small-Signal Analysis». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 67.7 (2020),

este propósito. A su vez, el control utiliza la potencia debida a la componente de secuencia negativa y la tensión de salida en secuencia negativa para generar la tensión de referencia que ingresará a los lazos de tensión y corriente. Esta estrategia no contempla el uso de un canal de comunicaciones y utiliza el modelado del espacio de estados de la MG desbalanceada para su diseño.

Por lo anterior, fue necesario establecer dos condiciones para la selección: 1) la posibilidad de modificar las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión y corriente de salida de cada DG, y 2) la aplicación de una señal en función de la corriente de secuencia negativa como referencia en la capa primaria. De acuerdo con lo anterior, la estrategia que logra este propósito es descrita a continuación.

#### 4.2. Estrategia para compartir la potencia ante desbalance de carga

Para la extracción de la corriente de secuencia negativa se ha aplicado un bloque inspirado en el trabajo presentado por Yaoqin *et al.* en su artículo titulado *Unbalanced Power Sharing for Islanded Droop-Controlled Microgrids*<sup>6</sup>, donde logran compartir la corriente de desbalance entre los DG conectados a una MG a través de la modificación de su impedancia de salida. Por tanto, la estrategia de control modificada utilizada por cada DG se presenta en la Figura 39. El bloque de color rojo cambia las componentes de secuencia negativa de la corriente inyectada por el DG para la generación de la señal de referencia en secuencia negativa. Este bloque tiene como entrada la componente de secuencia positiva sobre la componente fundamental de la tensión de salida del filtro LC  $v_{1\alpha\beta}^+$ , la componente de secuencia negativa sobre la componente fundamental de la corriente de salida del filtro  $i_{o,1\alpha\beta}^-$ ; y su salida es una señal de referencia de secuencia negativa  $v_{\alpha\beta,ref}^-$  que es restada a la señal de referencia producida por la capa primaria. A continuación, se describe el procedimiento para calcular la señal de referencia de secuencia negativa.

---

págs. 5531-5542. DOI: 10.1109/TIE.2019.2934021, pág. 2.

<sup>6</sup>Jia, Yaoqin, Li, Daoyang y Chen, Zhen. «Unbalanced power sharing for islanded droop-controlled microgrids». En: *Journal of Power Electronics* 19.1 (2019), págs. 234-243, pág. 2.



configuración de la estrategia de control seleccionada. El parámetro  $Z_0^-$  es seleccionado en función de los resultados obtenidos durante las simulaciones, los cuales hacen referencia al límite del VUF en la salida de los DG.

$$v_{\alpha\beta,ref}^- = Z^- \cdot i_{o1,\alpha\beta}^- \quad (4.3)$$

**Tabla 10.** Parámetros de la estrategia  $Z^- - Q^-$

Parámetro	Símbolo	Cantidad
Carga local desbalanceada	$Z_{LBC}$	72,6 $\Omega$
Potencia reactiva negativa inicial	$Q_o^-$	170 $VAr$
Coefficiente de control negativo	$k^-$	0,01
Impedancia de salida negativa inicial	$Z_0^-$	4 $\Omega$ ; 14 $\Omega$

Fuente: elaboración propia

### 4.3. Resultados de simulación

La aplicación de la estrategia de control  $Z^- - Q^-$  se realizó sobre los escenarios descritos en el Capítulo 3. A continuación, se presentan los resultados obtenidos donde se destaca la mitigación del error en la compartición de la potencia y, por ende, sobre la frecuencia de la tensión de referencia. Aunque la estrategia seleccionada permite las mejoras mencionadas, presenta limitaciones debido a su impacto en el VUF (*Voltage Unbalance Factor*) en la tensión de salida. Por ello, se eligió  $Z_0^-$  para garantizar que este parámetro se mantenga por debajo del 2%.

En términos de la configuración de la estrategia de control, se resalta el hecho de que la capa primaria utiliza las componentes de secuencia positiva de la tensión y corriente de salida del DG para el cálculo de la tensión de referencia. De esta manera, se evita modificar las componentes de secuencia negativa, dado que esta operación es llevada a cabo por la estrategia  $Z^- - Q^-$ .

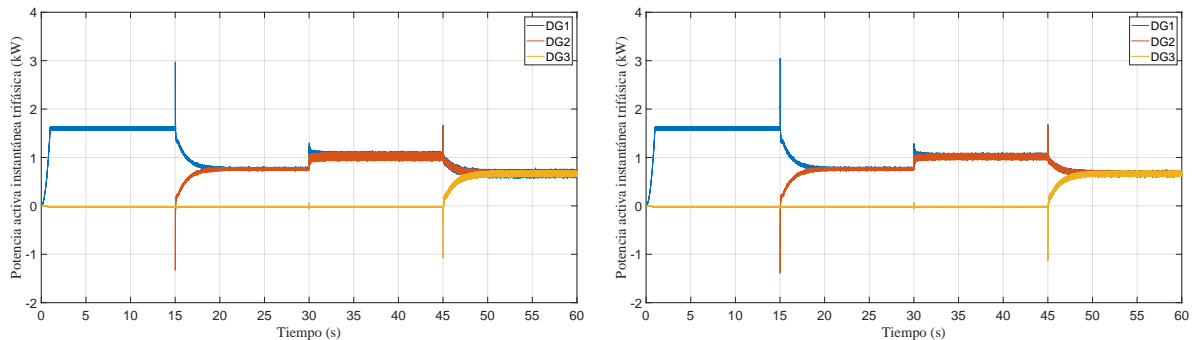
#### 4.4. Escenario de operación con desbalance de carga por fase

Esta sección comprende la implementación de la estrategia de control  $Z^- - Q^-$  para el escenario descrito en la Sección 3.3 donde fue aplicada una variación sobre la carga resistiva por fase. El principal resultado obtenido fue la aparición de un error en la compartición de la potencia entre los DG conectados durante los intervalos analizados, que se resalta ante la variación de la carga conectada en la fase A. Por ello, la Figura 40 presenta los resultados sobre la potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG en este escenario. Los resultados para  $Z_0^- = 4 \Omega$  y  $Z_0^- = 14 \Omega$  son presentados en las Figuras 40a y 40b, respectivamente. Se destaca la reducción de la componente oscilatoria a medida que se incrementa  $Z_0^-$ , e indica la efectividad en la compartición de la potencia reactiva negativa por parte de la estrategia seleccionada. Para cuantificar estos resultados, se aplicó la FFT sobre esta potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG, con la finalidad de identificar la componente continua DC y la amplitud de la componente oscilatoria con frecuencia de 120 Hz. Los resultados obtenidos se presentan en las Tablas 11 y 12, para  $Z_0^- = 4 \Omega$  y  $Z_0^- = 14 \Omega$ , respectivamente. Estos resultados se comparan con los datos de la Tabla 3 presentados en la Sección 3.3 pertenecientes a la estrategia de control secundaria, lo que permite obtener la Tabla 13 que contiene los porcentajes de reducción para lograr la disminución de la amplitud sobre la componente oscilatoria. Es evidente la mejora en la compartición de la potencia oscilatoria con el incremento de  $Z_0^-$ . Por su parte,  $DG_3$  solo ajustó la amplitud de la componente oscilatoria en 10 [W], aproximadamente.

**Figura 40.** Potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG basado en inversor empleando la estrategia de control  $Z^- - Q^-$

(a)  $Z_0^- = 4 \Omega$

(b)  $Z_0^- = 14 \Omega$



Fuente: elaboración propia

**Tabla 11.** Amplitudes de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica para  $Z_0^- = 4 \Omega$

Frecuencia	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
DC	1025,85	1022,15	668,31	665,61	664,86
120 Hz	73,06	59,69	60,21	44,44	36,94

Fuente: elaboración propia

**Tabla 12.** Amplitudes de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica para  $Z_0^- = 14 \Omega$

Frecuencia	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
DC	1024,43	1020,54	667,49	664,88	663,96
120 Hz	38,29	37,62	34,30	32,45	31,66

Fuente: elaboración propia

**Tabla 13.** Porcentaje de reducción sobre la amplitud de la componente oscilatoria

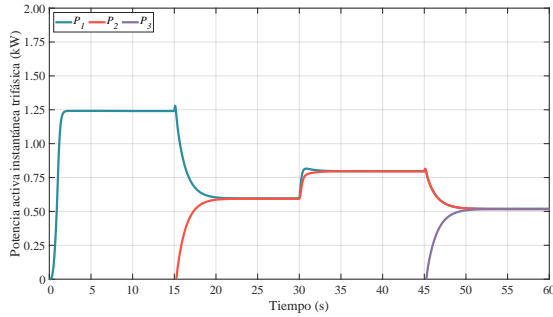
Frecuencia	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
$Z_0^- = 4 \Omega$	47,36	50,74	58,52	55,38	9,74
$Z_0^- = 14 \Omega$	71,80	68,95	76,37	67,42	22,63

Fuente: elaboración propia

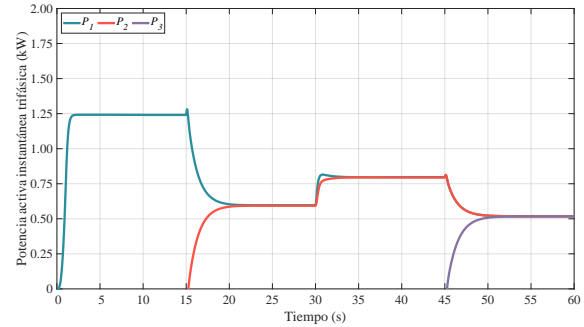
La potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG para el desbalance aplicado sobre la fase A es presentada en la Figura 41. Los resultados indican que para los valores  $Z_0^- = 4[\Omega]$  y  $Z_0^- = 14[\Omega]$ , figuras 41a y 41b respectivamente, se mitiga el error sobre la compartición de potencia activa trifásica entre los DG conectados a la MG. Este resultado es coherente con la frecuencia obtenida en la señal de referencia generada por la capa primaria, al no presentar desviaciones, tal como se detalla en la Figura 42 para este mismo escenario.

**Figura 41.** Potencia activa instantánea trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor

(a) Desbalance en la fase A,  $Z_0^- = 4 \Omega$



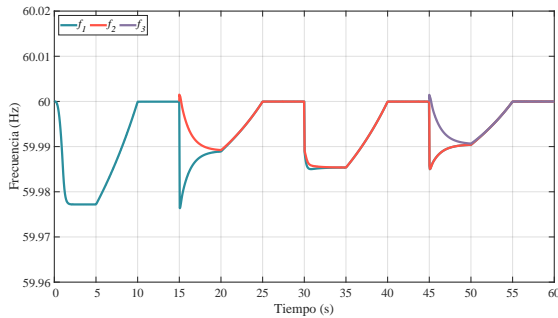
(b) Desbalance en la fase A,  $Z_0^- = 14 \Omega$



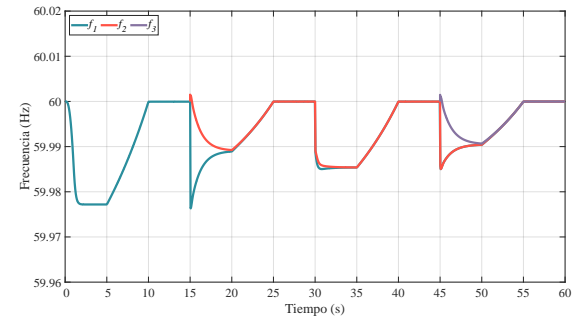
Fuente: elaboración propia

**Figura 42.** Frecuencia de la señal de referencia en cada DG basado en inversor

(a) Desbalance en la fase A,  $Z_0^- = 4 \Omega$



(b) Desbalance en la fase A,  $Z_0^- = 14 \Omega$

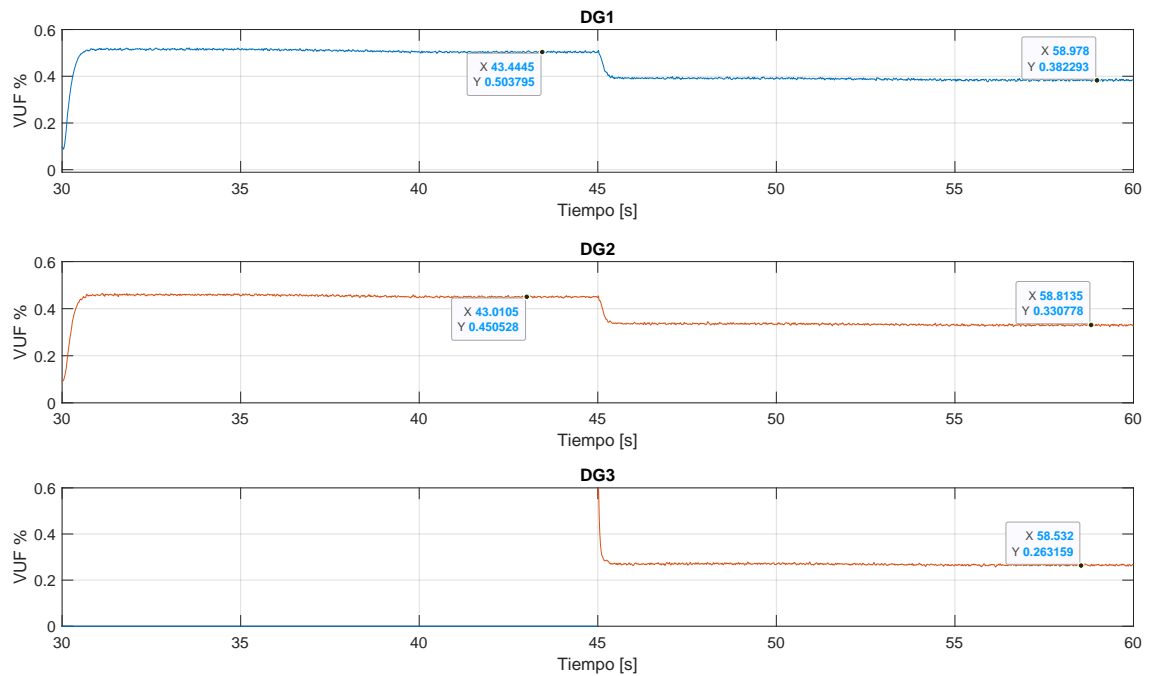


Fuente: elaboración propia

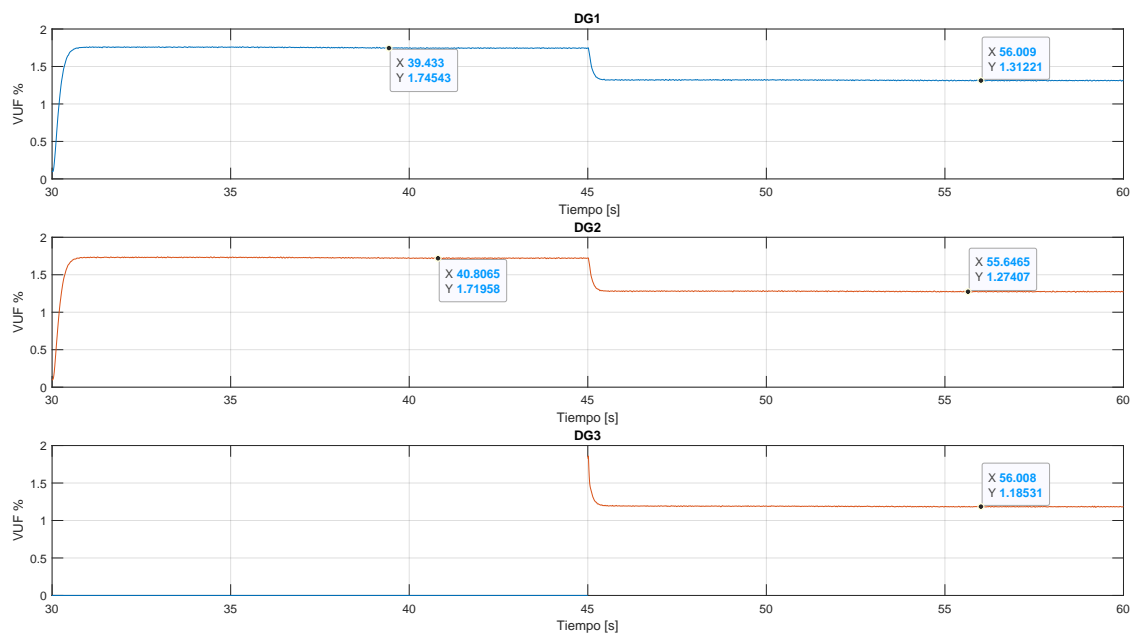
El VUF se presenta en la Figura 43 para el desbalance aplicado sobre la fase A, con  $Z_0^- = 4[\Omega]$  y  $Z_0^- = 14[\Omega]$  en las figuras 43a y 43b, respectivamente. Los resultados indican que la aplicación del sistema de control propuesto incrementó el parámetro VUF en cada escenario durante la aplicación del desbalance por fase. Las tablas 14, 15, y 16 presentan el VUF para los intervalos 3 y 4, comparando los resultados con el escenario original, es decir únicamente con la estrategia de control secundario.  $DG_1$  presentó la mayor variación por su cercanía con la carga desbalanceada y, aunque  $DG_2$  está cerca a la carga global balanceada, tuvo un incremento considerable para lograr el propósito sobre la compartición de la potencia.

**Figura 43.** Registro del VUF en la salida de los DG causado por la conexión de desbalance en la fase A

(a)  $Z_0^- = 4 \Omega$



(b)  $Z_0^- = 14 \Omega$



Fuente: elaboración propia

**Tabla 14.** VUF en la salida de los DG basado en inversor con desbalance en la fase A

Escenario	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
ORIGINAL	0,48	0,42	0,49	0,36	0,18
$Z_0^- = 4 \Omega$	0,50	0,45	0,38	0,33	0,26
$Z_0^- = 14 \Omega$	1,74	1,72	1,31	1,27	1,18

Fuente: elaboración propia

**Tabla 15.** VUF en la salida de los DG basado en inversor con desbalance en la fase B

Escenario	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
ORIGINAL	0,30	0,41	0,34	0,35	0,19
$Z_0^- = 4 \Omega$	0,44	0,32	0,34	0,20	0,15
$Z_0^- = 14 \Omega$	1,66	1,62	1,24	1,17	1,09

Fuente: elaboración propia

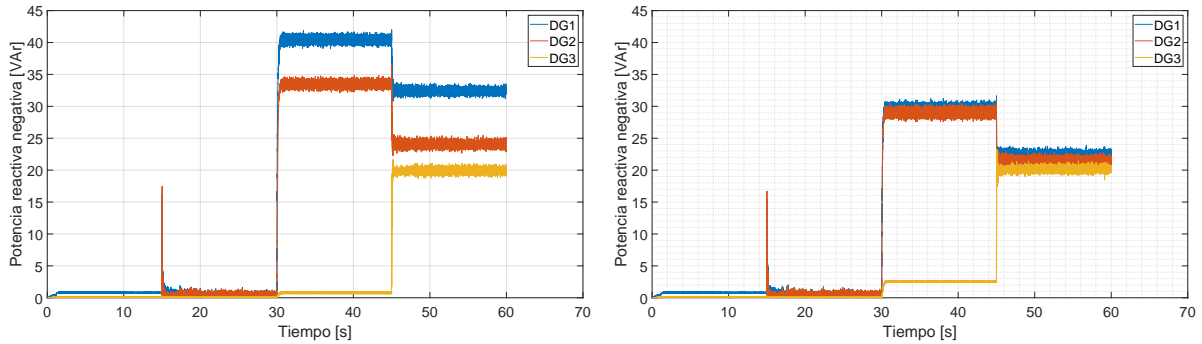
**Tabla 16.** VUF en la salida de los DG basado en inversor con desbalance en la fase C

Escenario	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
ORIGINAL	0,45	0,26	0,49	0,20	0,03
$Z_0^- = 4 \Omega$	0,59	0,47	0,49	0,35	0,31
$Z_0^- = 14 \Omega$	1,82	1,78	1,40	1,33	1,25

Fuente: elaboración propia

Finalmente, los resultados de esta sección presentaron las consecuencias sobre la compartición de la potencia reactiva negativa entre los DG conectados a la MG. Este comportamiento es validado para  $Z_0^- = 4[\Omega]$  y  $Z_0^- = 14[\Omega]$  como se muestra en las figuras 44a y 44b, respectivamente, y es causado por la conexión del desbalance en la fase A. En este contexto,  $Q^-$  es compartida entre los DG, aunque una reducción adicional no es viable debido a la proximidad del VUF al límite del 2%.

**Figura 44.** Potencia reactiva negativa  $Q^-$  causada por el desbalance en la fase A  
 (a)  $Z_0^- = 4 \Omega$  (b)  $Z_0^- = 14 \Omega$



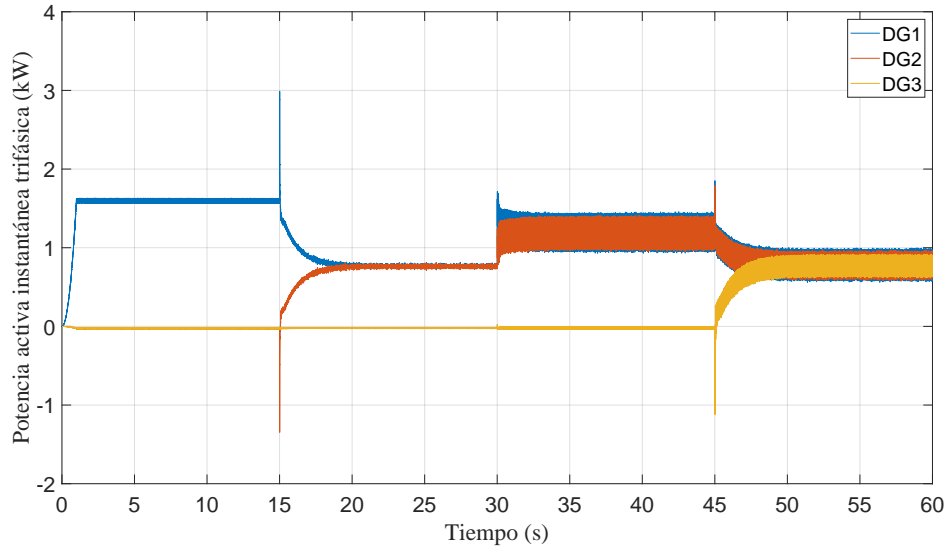
Fuente: elaboración propia

#### 4.5. Escenario de operación con carga entre fases

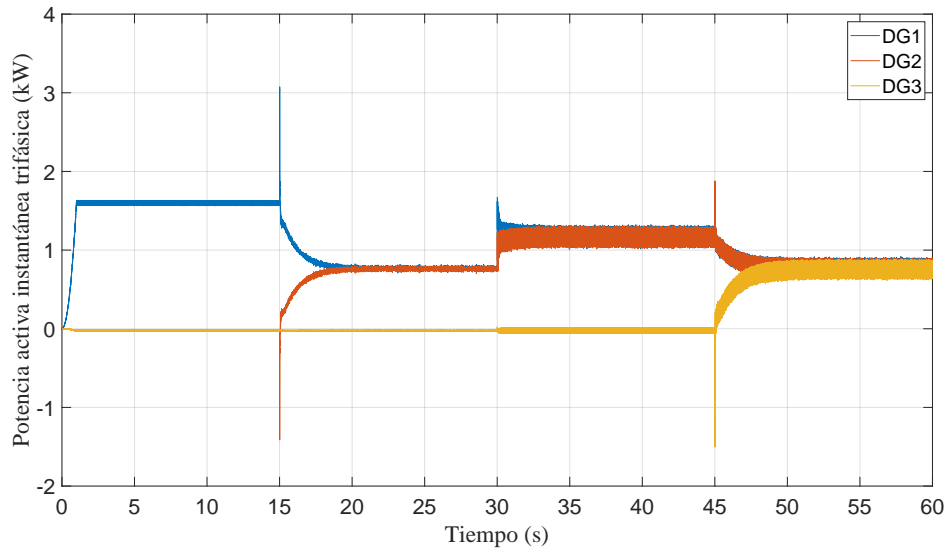
Este escenario de simulación comprende la conexión de una carga resistiva entre las fases B y C. Como se expresó en la Sección 3.4, esta conexión eleva las oscilaciones sobre la potencia activa instantánea trifásica de salida y aumenta el error sobre la compartición de la potencia activa trifásica. El análisis se realizó para dos valores de  $Z_0^-$ ,  $4 \Omega$  y  $14 \Omega$ , con el fin de evidenciar la manera en que esta estrategia mejora los resultados en la oscilación de la potencia, a cambio de aumentar el factor de desbalance sobre la señal trifásica de salida.

El análisis comienza con la potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG en la Figura 45. Esta permite comprender el impacto sobre la reducción de la componente oscilatoria. En la Figura 45a, para el tramo entre  $30 \leq t < 45$  [s], se observa una reducción del 50% de la componente oscilatoria, con una amplitud pico a pico de 462 [W] para el  $DG_1$  y de 402 [W] en  $DG_2$  utilizando  $Z_0^- = 4 \Omega$ , Por su parte, en la Figura 45b, se observa una amplitud pico a pico de 232 [W] para ambos DG con  $Z_0^- = 14 \Omega$ .

**Figura 45.** Potencia activa instantánea trifásica entregada por cada DG basado en inversor  
 (a)  $Z_0^- = 4 \Omega$



(b)  $Z_0^- = 14 \Omega$



Fuente: elaboración propia

Con la finalidad de establecer la reducción en la componente oscilatoria sobre la potencia activa instantánea trifásica, se aplicó la FFT a esta señal para cada DG. Los resultados se presentan en las tablas 17 y 18, para  $Z_0^- = 4 [\Omega]$  y  $Z_0^- = 14 [\Omega]$ , respectivamente. En la Tabla 17, se observa que durante el intervalo 3, los DG logran compartir la potencia activa trifásica

con un error de 3,23 [W] y un error máximo de 2,56 [W] para el intervalo 4. Respecto a la componente oscilatoria, este error es de 23,11 [W] durante el intervalo 3 y un error máximo de 52,37 [W] durante el intervalo 4. En la Tabla 18, se observa un leve incremento del error para la componente continua de 3,87 [W] durante el intervalo 3, mientras que el error durante el intervalo 4 fue máximo de 3,28 [W]. La componente oscilatoria registró una reducción considerable que conllevó a una compartición de la potencia oscilatoria, registrando un error de 1,05 [W] para el intervalo 3, mientras que para el intervalo 4 el error máximo fue de 2,62 [W]. La Tabla 19 presenta los porcentajes de reducción respecto a los resultados obtenidos sin la estrategias propuesta, logrados sobre la amplitud de la componente oscilatoria ante el incremento de  $Z_0^-$ , e indica un comportamiento similar al observado con el escenario de desbalance de la carga por fase.

**Tabla 17.** Amplitud de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica empleando la estrategia de control  $Z_0^- = 4 \Omega$

	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])			Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]		$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
DC	1185,88	1182,65		776,55	774,505	773,98
120 Hz	216,02	192,92		175,10	147,02	122,73

Fuente: elaboración propia

**Tabla 18.** Amplitud de las componentes de la potencia activa instantánea trifásica empleando la estrategia de control  $Z^- - Q^-$  para  $Z_0^- = 14 \Omega$

	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])			Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]		$DG_1$ [W]	$DG_2$ [W]	$DG_3$ [W]
DC	1171,53	1167,66		768,92	766,14	765,71
120 Hz	109,95	111,01		97,62	97,37	100,00

Fuente: elaboración propia

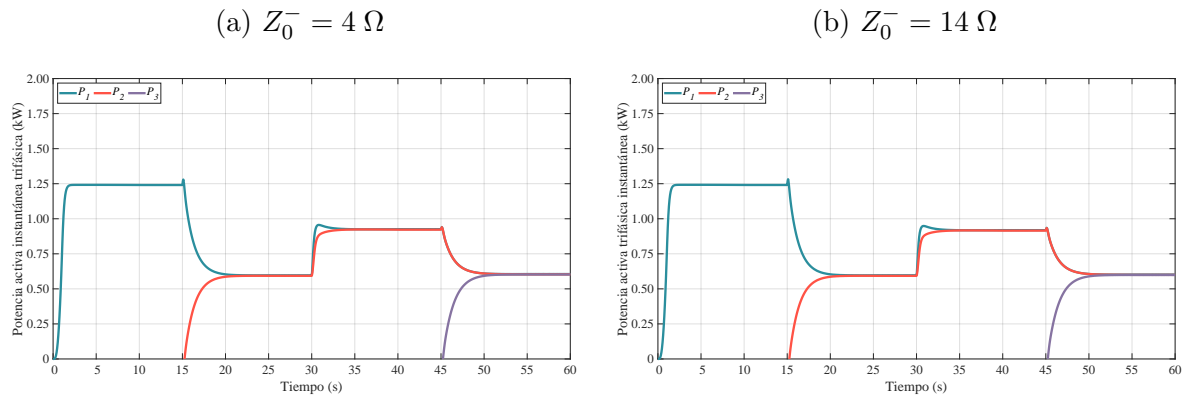
**Tabla 19.** Porcentaje de reducción sobre la amplitud de la componente oscilatoria de la potencia activa instantánea

	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ )			Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ )		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]		$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
$Z_0^- = 4$	49,55	49,24		61,85	53,26	10,83
$Z_0^- = 14$	74,32	70,79		78,73	69,05	27,35

Fuente: elaboración propia

Sin embargo, sobre la Figura 45 no se evidencia el comportamiento en la compartición de potencia. Para ello, se analiza la potencia activa trifásica obtenida por la capa primaria. El resultado obtenido se presenta en la Figura 46, donde se observa que el error en la compartición de potencia se ha reducido para los casos  $Z_0^- = 4 [\Omega]$  y  $Z_0^- = 14 [\Omega]$ , en las figuras 46a y 46b, respectivamente.

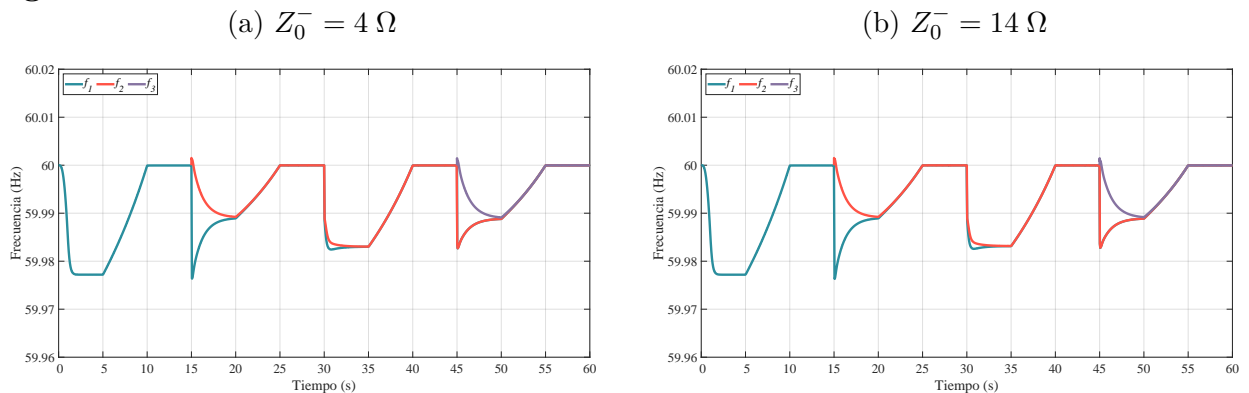
**Figura 46.** Potencia activa trifásica utilizada por la capa primaria en cada DG basado en inversor



Fuente: elaboración propia

Por su parte, la Figura 47 presenta la frecuencia de la señal de referencia generada por la capa primaria. Esta señal presenta una mejora significativa, dado que no se observa un error en las frecuencias entre los DG. Esto significa que, al finalizar la aplicación de la estrategia modificada, las tensiones de salida están operando a la misma frecuencia, en cumplimiento de lo estipulado por el método *droop*.

**Figura 47.** Frecuencia de la señal de referencia en cada DG basado en inversor

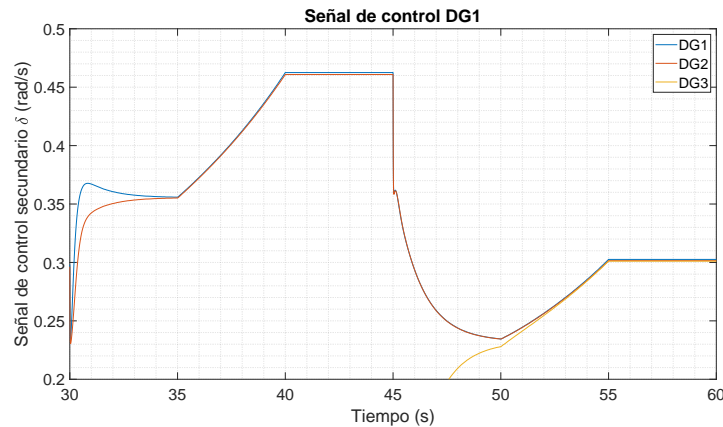


Fuente: elaboración propia

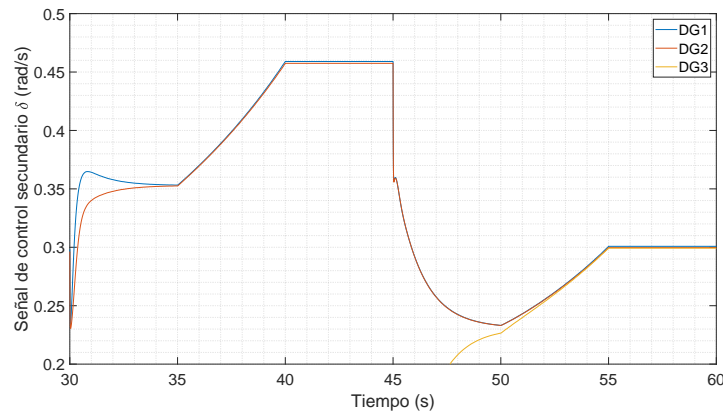
El parámetro de control secundario  $\delta$  presentado en la Figura 48, demuestra que el error es reducido y su resultado repercute sobre la compartición de la potencia entre los DG y la frecuencia en la señal de referencia generada por la capa primaria en cada DG.

**Figura 48.** Parámetro de control en la capa secundaria  $\delta$

(a)  $Z_0^- = 4 \Omega$



(b)  $Z_0^- = 14 \Omega$



Fuente: elaboración propia

A pesar de los buenos resultados descritos previamente, la aplicación de la estrategia  $Z^- - Q^-$  afecta el desbalance sobre la tensión trifásica de salida en cada DG. La Figura 49 presenta el factor de desbalance de tensión en cada DG entre  $30 \leq t < 60$  [s], se observa que al momento de conectar la resistencia entre fases, se genera un incremento en este parámetro. La Tabla 20 registra las cantidad de VUF en los intervalos 3 y 4. Para  $Z_0^- = 4 [\Omega]$  este factor de desbalance es menor al 2% mientras que para  $Z_0^- = 14 [\Omega]$  sube hasta cerca del 6%, lo que limita el accionar para reducir aún más las oscilaciones sobre la potencia activa trifásica de

salida en cada DG.

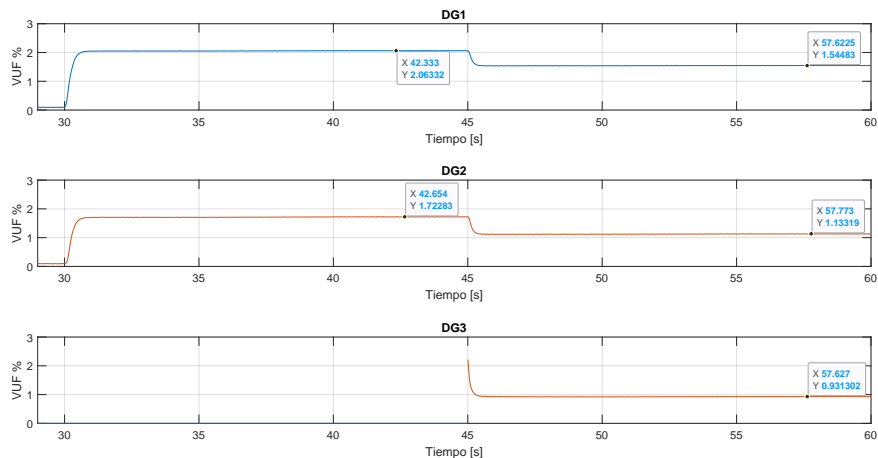
**Tabla 20.** VUF en la salida de los DG causado por conexión de carga entre fases empleando la estrategia  $Z^- - Q^-$

	Intervalo 3 ( $30 \leq t < 45$ [s])		Intervalo 4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])		
	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_1$ [%]	$DG_2$ [%]	$DG_3$ [%]
ORIGINAL	1,26	1,15	1,38	0,92	0,38
$Z_0^- = 4 \Omega$	2,06	1,72	1,54	1,13	0,93
$Z_0^- = 14 \Omega$	5,71	5,56	4,34	4,13	3,85

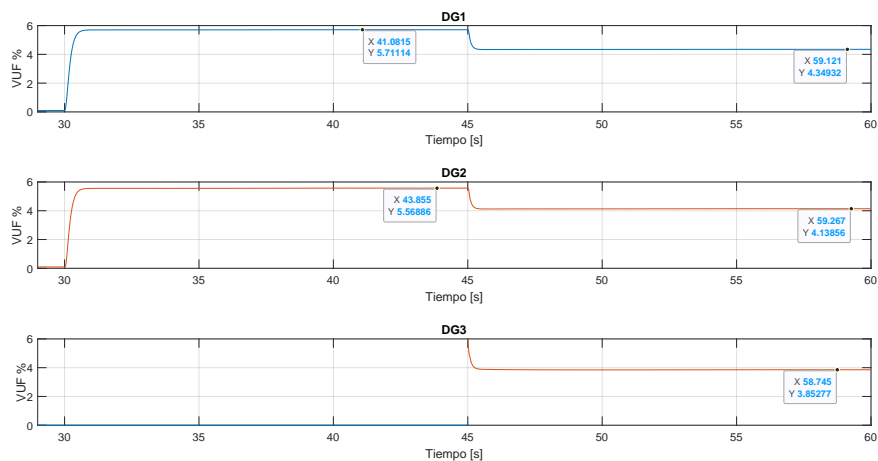
Fuente: elaboración propia

**Figura 49.** VUF en la salida de los DG causado por conexión de carga entre fases empleando la estrategia  $Z^- - Q^-$

(a)  $Z_0^- = 4 \Omega$



(b)  $Z_0^- = 14 \Omega$

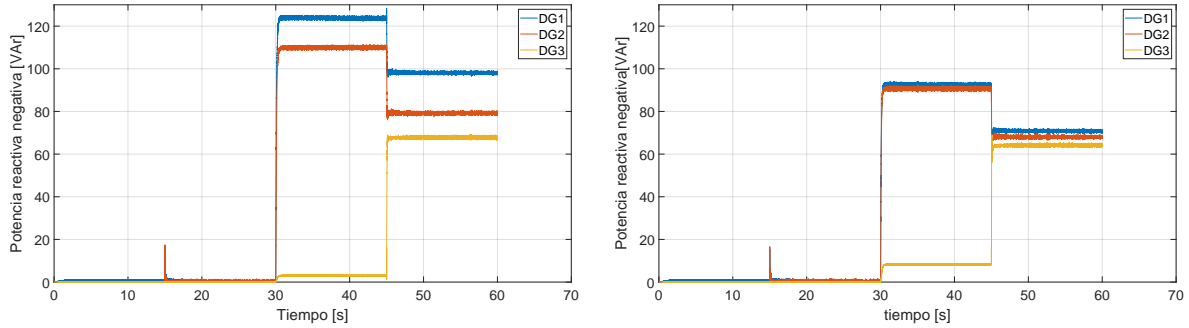


Fuente: elaboración propia

Los resultados de esta sección presentan el compromiso de la estrategia seleccionada en compartir la potencia reactiva negativa entre los DG conectados a la MG. Esto se observa en la Figura 50 para  $Z_0^- = 4[\Omega]$  y  $Z_0^- = 14[\Omega]$  que corresponden a las figuras 50a y 50b, respectivamente. Se aprecia que al momento de conectar la carga entre las fases en  $t = 30[s]$

y  $t = 45[s]$ , para  $Z_0^- = 4[\Omega]$ , los DG actúan en este propósito aunque no generan una compartición completa de  $Q^-$  que logre mitigar las oscilaciones. Por tanto, para este escenario es necesario un ajuste de  $Z_0^-$  diferente al escenario de desbalance por fase.

**Figura 50.** Potencia reactiva negativa  $Q^-$  causada por la conexión de carga entre fases  
 (a)  $Z_0^- = 4 \Omega$  (b)  $Z_0^- = 14 \Omega$



Fuente: elaboración propia

#### 4.6. Análisis sobre las cargas

##### 4.6.1. Desbalance debido a la conexión de carga entre las fases B y C.

El impacto en la aplicación de la estrategia seleccionada sobre las cargas se evidencia en la Tabla 21 para  $Z_0^- = 4 [\Omega]$ . Estos resultados indican que para el intervalo 3 la carga debe soportar un VUF por encima del límite normativo, y a su vez superior al registrado por cada DG. Su valor es cercano al DG con mayor VUF, que está directamente relacionado con la carga desbalanceada. Sin embargo, la conexión de  $DG_3$  en el intervalo 4 logró determinar que esta operación alivia el VUF y lo reduce a menos del 2%.

**Tabla 21.** VUF medido sobre las cargas para  $Z_0^- = 4 \Omega$

Intervalo	Carga	
	Local(%)	Global(%)
3 ( $30 \leq t < 45$ [s])	2,44	2,21
4 ( $45 \leq t \leq 60$ [s])	1,85	1,43

Fuente: elaboración propia

**4.6.2. Desbalance debido a la conexión de carga sobre la fase A.** En este escenario, el valor de  $Z_0 = 14 [\Omega]$  obtuvo un valor para el VUF por debajo del límite de 2%, lo que permitió mantener ese rango para las cargas (ver Tabla 22). Además, logró que las cargas experimentaran un VUF similar a pesar de la distancia entre ellas.

**Tabla 22.** VUF medido sobre las cargas para  $Z_0^- = 14 \Omega$

Intervalo	Carga	
	Local (%)	Global (%)
3 ( $30 \leq t < 45$ [s])	1,84	1,82
(4 $45 \leq t \leq 60$ [s])	1,38	1,34

Fuente: elaboración propia

## 5. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en este trabajo de investigación, se exponen las siguientes conclusiones:

- Se analizó la operación de un sistema de control en un DG conectado a una MG aislada ante la conexión de cargas desbalanceadas. Esta investigación examinó específicamente la estrategia de control conmutada de la capa secundaria de la estructura de control jerárquica bajo las condiciones mencionadas previamente. Primero se presentó cada etapa que conformó cada DG y su propósito operacional. Posteriormente se expuso su desempeño por simulación en la plataforma Matlab-Simulink sobre dos escenarios de la MG. Ante la conexión de una carga desbalanceada se observó una deficiencia por parte de la estrategia de control secundario para mantener la compartición de la potencia entre los DG de manera equitativa, generando una desviación que incide en la potencia activa trifásica entregada por cada DG y su frecuencia de operación.
- La solución a los efectos mencionados resultó de la aplicación de un algoritmo de control que permite operar las componentes de secuencia negativa generadas por el desbalance. Su propósito fue la generación de una señal de referencia que se adiciona a la capa primaria capaz de compartir la potencia reactiva negativa, lograr la reducción de las oscilaciones sobre la potencia activa trifásica entregada por cada DG y mantener su frecuencia sobre el valor nominal de operación. No obstante, la estrategia seleccionada incrementa el VUF en cada DG impidiendo una eliminación total de las componentes oscilatorias sobre la potencia activa trifásica.

Respecto a la operación de la estrategia de control seleccionada:

- Modifica la impedancia de salida en secuencia negativa de cada DG con el fin de compartir la potencia reactiva negativa. Esta operación requiere fijar un valor inicial para esta impedancia y así ajustarse de acuerdo con la potencia reactiva negativa. Para los escenarios estudiados fue requerido el uso de diferentes valores de la impedancia inicial  $Z_0$ . Esto implica que el sistema de control debe ajustar sucesivamente este valor a medida que cambia la carga desbalanceada conectada a la microrred. El desarrollo de una estrategia adaptativa que opere con este principio puede ser abordado en un trabajo

de investigación futuro.

- Es adecuada para desbalances aplicados por fase, debido a que se puede seleccionar un valor  $Z_0$  lo suficientemente grande para aprovechar su potencial en la reducción de las oscilaciones de la potencia activa trifásica sin afectar el VUF logrando así mantenerlo por debajo del límite del 2%. Para cargas conectadas entre dos fases,  $Z_0$  requiere valores superiores que no permiten un VUF por debajo del límite mencionado.
- Actividades adicionales a la investigación desarrollada comprende el análisis de la MG ante la conexión de cargas no lineales, y establecer el comportamiento de la estrategia de control frente a la presencia de señales distorsionadas. Finalmente, una revisión de alternativas para mitigar la afectación sobre el VUF en cada DG, con el fin de mejorar los resultados obtenidos referente a la frecuencia y la compartición de la potencia activa trifásica.

Este trabajo de investigación fue respaldado por UIS y Minciencias, con el proyecto “Programa de investigación en tecnologías emergentes para microrredes eléctricas inteligentes con alta penetración de energías renovables” contrato No. 80740-542-2020.

El desarrollo de este trabajo de investigación dio lugar a la presentación del siguiente trabajo en una conferencia internacional:

Salinas Cala, A. M., Rey López, J. M. y Mantilla Villalobos, M. A. (2024). Secondary Control Strategy without Communications for Unbalanced Isolated Microgrids. Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica - SICEL, 11. <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110007>

<https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/view/110007>

Este trabajo fue seleccionado entre los mejores del evento por lo que fue aprobado para publicación como artículo de revista:

Salinas-Cala , A. M., Rey-López , J. M. ., and Mantilla-Villalobos, M. A. . (2024). Estrategia de Control Secundario sin Comunicaciones para Microrredes Aisladas Desbalanceadas.

Revista UIS Ingenierías, 23(1), 115126. <https://doi.org/10.18273/revuin.v23n1-2024010>

<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/15240>

Durante el desarrollo de este Trabajo de Investigación, se obtuvo como resultado complementario la publicación del siguiente artículo de libro:

Libro: Microrredes eléctricas con alta penetración de energías renovables. Compiladores: Nelson Leonardo Díaz Aldana, Camilo Andrés Cortés Guerrero Primera edición. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Doctorado en Ingeniería, 2024. ISBN: 978-958-787-729-8 ISBN digital: 978-958-787-732-8

Capítulo 1: Laboratorios de microrredes en América Latina y el resto del mundo Autores: Jersson García-García, Andrés Salinas, David Rincón y Agustín Bucciarelli.

## Bibliografía

AHMADI, Mojtaba, SHAFIEE, Pouya, GOLAFROOZI, Mohammad y BATMANI, Yazdan. «Unbalanced Voltage Compensation in the Primary and Secondary Control Levels of AC Microgrids». En: *Proceedings of the 2021 7th International Conference on Control, Instrumentation and Automation (ICCIA)*. 2021, págs. 1-6. DOI: 10.1109/ICCIA52082.2021.9403579.

AHMED, Waheed y ALI, Syed M Usman. «Comparative Study of SVPWM (Space Vector Pulse Width Modulation) and SPWM (Sinusoidal Pulse Width Modulation) based Three Phase Voltage Source Inverters for Variable Speed Drive». En: *Proceedings of the IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Vol. 51. 1. Dic. de 2013, pág. 012027. DOI: 10.1088/1757-899X/51/1/012027.

AKAGI, H., WATANABE, E.H. y AREDES, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. IEEE Press Series on Power and Energy Systems. John Wiley, 2007, pág. 400. ISBN: 978-1-118-36210-5.

ALATHAMNEH, Mohammad, GHANAYEM, Haneen y NELMS, R.M. «Shunt Active Power Filter Voltage Sensorless Method using a PR Controller for Unbalanced Grid Conditions». En: *Proceedings of the 2022 9th International Conference on Power and Energy Systems Engineering*. Vol. 9. 2023, págs. 1056-1064. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.12.003>.

BANESHI, Ehsan, KOLAHDUZLOO, Hasan, EBRAHIMI, Javad, MAHMOUDIAN, Mehrdad, POURESMAEIL, Edris y RODRIGUES, Eduardo M. G. «Coordinated Power Sharing in Islanding Microgrids for Parallel Distributed Generations». En: *Electronics* 9.11 (nov. de 2020), pág. 1927. ISSN: 2079-9292. DOI: 10.3390/electronics9111927.

BASTIDAS-RODRIGUEZ, Juan y RAMOS-PAJA, Carlos. «Types of Inverters and Topologies for Microgrid Applications». En: *UIS Ingenierías* 16 (mayo de 2017), págs. 7-14. DOI: 10.18273/revuin.v16n1-2017001.

CIONTEA, Catalin Iosif y IOV, Florin. «A Study of Load Imbalance Influence on Power Quality Assessment for Distribution Networks». En: *Journal of Electricity* 2.1 (2021), págs. 77-90. ISSN: 2673-4826. DOI: 10.3390/electricity2010005.

DE ANDRADE CAMPOS, Bernardo F., BARBOSA ROLIM, Luís Guilherme, ENCARNAÇÃO, Lucas Frizera y TRICARICO, Thiago Cardoso. «Delay Compensation on Optimal Switching Vector Model Predictive Control Applied to a Grid-Forming Inverter with an Output LC Filter in an Islanded Microgrid». En: *Proceedings of the 2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. 2023, págs. 1410-1417. DOI: 10.1109/INDUSCON58041.2023.10374659.

GABALLAH, Mahmoud y EL-BARDINI, Mohammed. «Low Cost Digital Signal Generation for Driving Space Vector PWM Inverter». En: *Ain Shams Engineering Journal* 4.4 (2013), págs. 763-774. ISSN: 2090-4479. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2013.02.004>.

GADDE, Phani Harsha y BRAHMA, Sukumar. «Comparison of PR and PI Controllers for Inverter Control in an Unbalanced Microgrid». En: *Proceedings of the 2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*. 2021, págs. 1-6. DOI: 10.1109/NAPS50074.2021.9449699.

GOVIND, D., SURYAWANSHI, H.M., NACHANKAR, Pratik y NARAYANA, Ch. L. «Performance Comparison of Standalone AC Microgrid with Inner Loop Proportional Integral and Proportional Resonant Current Controllers». En: *2020 IEEE First International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC)*. 2020, págs. 1-5. DOI: 10.1109/STPEC49749.2020.9297686.

GU, Shan, SHI, Hanye, CHEN, Ke y JIANG, Fengqin. «Design and Simulation of a Photovoltaic Inverter Parallel Microgrid». En: *Proceedings of the 2023 5th International Conference on Intelligent Control, Measurement and Signal Processing (ICMSP)*. 2023, págs. 375-379. DOI: 10.1109/ICMSP58539.2023.10170929.

GUERRERO, Josep M., CHANDORKAR, Mukul, LEE, Tzung-Lin y LOH, Poh C. «Advanced Control Architectures for Intelligent MicrogridsPart I: Decentralized and Hierarchical Control». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60.4 (2013), págs. 1254-1262. DOI: 10.1109/TIE.2012.2194969.

HAN, Yang, SHEN, Pan, ZHAO, Xin y GUERRERO, Josep M. «An Enhanced Power Sharing Scheme for Voltage Unbalance and Harmonics Compensation in an Islanded AC Microgrid». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 31.3 (2016), págs. 1037-1050. DOI: 10.1109/TEC.2016.2552497.

HAYAT KHAN, Mubashir, AIZAM ZULKIFLI, Shamsul, PATHAN, Erum, GARBA, Elhasan, JACKSON, Ronald y ARSHAD, Haider. «Decentralize Power Sharing Control Strategy in Islanded Microgrids». En: *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* 20.2 (nov. de 2020), pág. 752. ISSN: 2502-4752. DOI: 10.11591/ijeecs.v20.i2.pp752-760.

HENNANE, Youssef, AIT BEN HASSI, Youssef Amine, BERDAI, Abdelmajid y TYTIUK, Valerii. «Primary, Secondary and Tertiary Controls of a Mesh Multi-PCC Microgrid». En: *Proceedings of the 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. 2022, págs. 1-5. DOI: 10.1109/MEES58014.2022.10005647.

HEYDARI, Rasool, GOLSORKHI, Mohammad S., SAVAGHEBI, Mehdi, DRAGICEVIC, Tomislav y BLAABJERG, Frede. «Communication-Free Secondary Frequency and Voltage Control of VSC-Based Microgrids: A High-Bandwidth Approach». En: *Proceedings of the 2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe)*. 2020, págs. 1-9. DOI: 10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215874.

HOSSAIN, Md. A., POTA, Hemanshu R., ISSA, Walid y HOSSAIN, Md J. «Overview of AC Microgrid Controls with Inverter-Interfaced Generations». En: *Energies* 10.9 (2017). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en10091300.

ICONTEC. *Electrotécnica. Tensiones y frecuencias Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público*. Feb. de 2013, págs. 1-11.

IORIS, Darlan, GODOY, Paulo Thiago de, FELISBERTO, Kim Diefrei Remboski, POLONI, Patrícia, ALMEIDA, Adriano Batista de y MARUJO, Diogo. «A Power Electronic Converter-based Microgrid Model for Simulation Studies». En: *Journal of Energy Systems* (mayo de 2021). ISSN: 1868-3975. DOI: 10.1007/s12667-021-00440-0.

JIA, Yaoqin, LI, Daoyang y CHEN, Zhen. «Unbalanced power sharing for islanded droop-controlled microgrids». En: *Journal of Power Electronics* 19.1 (2019), págs. 234-243.

KHALEDIAN, Amir y ALIAKBAR GOLKAR, Masoud. «Analysis of Droop Control Method in an Autonomous Microgrid». En: *Journal of Applied Research and Technology* 15.4 (2017), págs. 371-377. ISSN: 1665-6423. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jart.2017.03.004>.

KHAYAT, Yousef, NADERI, Mobin, SHAFIEE, Qobad, FATHI, Mohammad, BEVRANI, Hassan, DRAGICEVIC, Tomislav y BLAABJERG, Frede. «Communication-less Optimal Frequency Control of Islanded Microgrids». En: *Proceedings of the 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*. Riga, Latvia, sep. de 2018, págs. 1-8.

KHAYAT, Yousef et al. «On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 35.6 (2020), págs. 6482-6500. DOI: 10.1109/TPEL.2019.2951694.

LI, Hui, BIAN, Huan, NIU, Xitong y LU, Junwei. «Linear Active Disturbance Rejection Control Based on Three-phase Unbalanced Voltage Compensation Strategy in Microgrid». En: *Proceedings of the 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. 2018, págs. 538-543. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592500.

LI, YONGXIA y GONG, YULEI. «Design of Three Phase Load Unbalance Automatic Regulating System for Low Voltage Power Distribution Grids». En: *Proceedings of the 2018 International Conference on Smart Materials, Intelligent Manufacturing and Automation (SMIMA 2018)*. Vol. 173. 2018, pág. 02040. DOI: 10.1051/mateconf/201817302040.

M., Abishek Franklin, V., Naveen, K., Suthesh, G.R., Praveen y KUMAR, Anu G. «Hierarchical Control of Community Grid for Residential Houses». En: *Proceedings of the 2018 15th IEEE India Council International Conference (INDICON)*. 2018, págs. 1-6. DOI: 10.1109/INDICON45594.2018.8987085.

MA, Kang, FANG, Lurui y KONG, Wangwei. «Review of Distribution Network Phase Unbalance: Scale, Causes, Consequences, Solutions, and Future Research Directions». En: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 6.3 (2020), págs. 479-488. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.03280.

MALI, Rushikesh, ADAM, Nitin, SATPAISE, Akshay y VAIDYA, A. P. «Performance Comparison of Two Level Inverter with Classical Multilevel Inverter Topologies». En: *Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*. 2019, págs. 1-7. DOI: 10.1109/ICECCT.2019.8869115.

MEERSMAN, Bart, RENDERS, Bert, DEGROOTE, Lieven, VANDOORN, Tine y VAN-DEVELDE, Lieven. «Control Design of Grid-connected Three-phase Inverters for Voltage Unbalance Correction». En: *Proceedings of the 2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2009, págs. 1-5.

MENG, Lexuan, SAVAGHEBI, Mehdi, ANDRADE, Fabio, VASQUEZ, Juan C., GUERRE-RO, Josep M. y GRAELLS, Moisès. «Microgrid Central Controller Development and Hierarchical Control Implementation in the Intelligent Microgrid Lab of Aalborg University». En: *Proceedings of the 2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. 2015, págs. 2585-2592. DOI: 10.1109/APEC.2015.7104716.

MILCZAREK, Adam. «Harmonic Power Sharing between Power Electronics Converters in Islanded AC Microgrid». En: *Proceedings of the 2017 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*. 2017, págs. 1-7. DOI: 10.1109/PAEE.2017.8008991.

MONDAL, Subhradip, GAYEN, Pritam Kumar y GUPTA, Kabita. «Study on Impact of LC-Filter Parameters Under Variable Loading Conditions of Three-Phase Voltage Source Inverter». En: *Proceedings of the 2018 IEEE Electron Devices Kolkata Conference (EDKCON)*. 2018, págs. 132-136. DOI: 10.1109/EDKCON.2018.8770507.

MUÑOZ-RINCÓN, Alejandro y GONZÁLEZ-CELY, Daniel. *Análisis de Expansión de una Microrred en una Zona no Interconectada*. 2019.

NITHARA, P. V. y ANAND, R. «Comparative Analysis of Different Control Strategies in Microgrid». En: *International Journal of Green Energy* 18.12 (2021), págs. 1249-1262. DOI: 10.1080/15435075.2021.1897830.

OJEDA, Fabian. «Revisión de Contenido Teórico sobre Microrredes y Estudios Previos acerca de su Implementación como Suministro de Energía en Colombia». En: *Universidad Santo Tomás* (2022). URL: <https://repository.usta.edu.co/handle/11634/49251>.

PENG, Yelun, SHUAI, Zhikang, GUERRERO, Josep M., LI, Yong, LUO, An y SHEN, Zheng John. «Performance Improvement of the Unbalanced Voltage Compensation in Islanded Microgrid Based on Small-Signal Analysis». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 67.7 (2020), págs. 5531-5542. DOI: 10.1109/TIE.2019.2934021.

QIMING, Cheng, FENGREN, Tan, JIE, Gao, YU, Zhang y DEQING, Yu. «The Separation of Positive and Negative Sequence Component based on SOGI and Cascade DSC and its Application at Unbalanced PWM Rectifier». En: *Proceedings of the 2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. 2017, págs. 5804-5808. DOI: 10.1109/CCDC.2017.7978204.

QUIJANO, Nicanor, PEDRAZA, Angélica, VELÁSQUEZ, Miguel, JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, Guillermo, CADENA, Ángela, BECERRA, Jorge y RAMÍREZ, Alvaro. «Microrredes Aisladas en la Guajira: Diseño e Implementación». En: *Revista de Ingeniería* 1.48 (ene. de 2019), págs. 54-65. DOI: 10.16924/revinge.48.7.

REY, Juan M., MARTÍ, Pau, VELASCO, Manel, MIRET, Jaume y CASTILLA, Miguel. «Secondary Switched Control With no Communications for Islanded Microgrids». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64.11 (2017), págs. 8534-8545. DOI: 10.1109/TIE.2017.2703669.

RIVERA, Jorge, ORTEGA, Susana y RAYGOZA, Juan J. «Implementación en Hardware de un SVPWM en un soft-core NIOS II Parte II: Algoritmo del SVPWM». Español. En: *e-Gnosis* (2009).

ROCHA, Jéssica P. M., PONTES, Gustavo P., SCHLICKMANN, Henrique R., SALVADORI, Fabiano y GEHRKE, Camila S. «Photovoltaic Power System with Ancillary Service Capability Based on Instantaneous Power». En: *Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. 2019, págs. 691-696. DOI: 10.1109/ICIT.2019.8755076.

ROKROK, Ebrahim, SHAFIE-KHAH, Miadreza y CATALÃO, João P.S. «Review of Primary Voltage and Frequency Control Methods for Inverter-based Islanded Microgrids with Distributed Generation». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (feb. de 2018), págs. 3225-3235. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.022.

— «Review of primary voltage and frequency control methods for inverter-based islanded microgrids with distributed generation». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018), págs. 3225-3235. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.022>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313898>.

SAHOO, Animesh K., MAHMUD, Khizir, CRITTENDEN, Max, RAVISHANKAR, Jayashri, PADMANABAN, Sanjeevikumar y BLAABJERG, Frede. «Communication-Less Primary and Secondary Control in Inverter-Interfaced AC Microgrid: An Overview». En: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 9.5 (2021), págs. 5164-5182. DOI: 10.1109/JESTPE.2020.2974046.

SAVAGHEBI, Mehdi, SHAFIEE, Qobad, VASQUEZ, Juan C. y GUERRERO, Josep M. «Adaptive Virtual Impedance Scheme for Selective Compensation of Voltage Unbalance and Harmonics in Microgrids». En: *Proceedings of the 2015 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2015, págs. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286092.

SCHIFFER, Johannes. «Stability and Power sharing in Microgrids». Tesis doct. Technical University of Berlin, 2015.

IMEK, Petr, KRAMLÍK, Jií y VALOUCH, Viktor. «A Frequency Locked Loop Strategy for Synchronization of Inverters used in Distributed Energy Sources». En: *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 107 (2019), págs. 120-130. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.004>.

SOUZA, Antonio y CASTILLA, M. *Microgrids Design and Implementation*. Springer Cham, nov. de 2018, págs. XI, 538. DOI: 10.1007/978-3-319-98687-6.

TANG, Fen, ZHOU, Xiao, MENG, Lexuan, GUERRERO, Josep M. y VASQUEZ, Juan C. «Secondary Voltage Unbalance Compensation for Three-phase Four-wire Islanded Microgrids». En: *Proceedings of the 2014 IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices (SSD14)*. 2014, págs. 1-5. DOI: 10.1109/SSD.2014.6808856.

UPME. *Informe de Registro de Proyectos de Generación de electricidad*. En línea: 28 de abril de 2025. 2024. URL: [https://www1.upme.gov.co/siel/Inscripcion\\_proyectos\\_generacion/Registro\\_noviembre\\_2024.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Inscripcion_proyectos_generacion/Registro_noviembre_2024.pdf).

VASQUEZ, Juan C., GUERRERO, Josep M., SAVAGHEBI, Mehdi y TEODORESCU, Remus. «Modeling, Analysis, and Design of Stationary Reference Frame Droop Controlled Parallel Three-phase Voltage Source Inverters». En: *Proceedings of the 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*. 2011, págs. 272-279. DOI: 10.1109/ICPE.2011.5944601.

YAN, Shijie, ZHANG, Qun y DU, Heng. «A simplified SVPWM control strategy for PV inverter». En: *2012 24th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. 2012, págs. 225-229. DOI: 10.1109/CCDC.2012.6244031.