



Evaluación de estrategias de control para la reducción del desbalance de tensión en microrredes eléctricas

Evaluation of control strategies for the reduction of voltage unbalance in islanded micro-grids

¹Esmeralda Cañón Rojas, ²Nelson Díaz Aldana, ³Herbert Enrique Rojas Cubides

¹Grupo de Investigación LIFAE, Grupo de Investigación GISE3, Facultad de ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8227-2613>; esmeralda.canon@gmail.com

²Grupo de Investigación LIFAE, Facultad de ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0202-0489>; nldiaza@udistrital.edu.co

³Grupo de Investigación GISE3, Facultad de ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1253-6964>; herojasc@udistrital.edu.co

Recibido: 21 07 2023. Aceptado: 22 08 2023. Versión final: 05 09 2023

Resumen

La operación autónoma de microrredes trifásicas trae consigo problemas de calidad de potencia, entre ellos, uno de los más comunes son los desbalances de tensión. Este desequilibrio genera sobre equipos eléctricos y electrónicos problemas tales como resonancias, pérdidas de energía, envejecimiento prematuro, y fallas de operación. Particularmente, este problema resulta más crítico en microrredes AC aisladas debido a que fuentes y cargas no están conectadas a una red principal que las respalde. En este escenario, la regulación de la red depende del tipo de fuente de energía que se emplee, así como los métodos para controlar y operar la microrred. Este artículo evalúa el desempeño de varias estrategias de control orientadas a la reducción del desbalance de tensión en microrredes trifásicas aisladas, usando simulaciones en MATLAB®. Los resultados muestran que, a pesar de las diferencias conceptuales, cada propuesta de compensación basa su operación en el cálculo de componentes simétricas, ya sea de tensión o de corriente. Lo anterior, combinado con la potencia reactiva, tensión o ajuste de impedancia, permite al control realizar la compensación, en mayor o menor proporción, por medio del convertidor electrónico. Esto debe considerarse en el momento de implementar una solución para la compensación de desbalances.

Palabras clave: Convertidores electrónicos, Desbalance de tensión, estrategias de control, factor de desequilibrio, Microrredes AC.

Abstract

The autonomous operation of three-phase microgrids brings with it power quality problems, one of the most common is voltage unbalance. This imbalance leads to problems in electrical and electronic equipment, such as resonances, energy losses, premature aging, and operational failures. The voltage unbalance problem is particularly critical in isolated AC microgrids because sources and loads are not connected to a main network that supports them. In this scenario, the regulation of the grid depends on the type of power source used and the methods for controlling and operating the microgrid. This paper evaluates several methods to reduce voltage unbalance in three-phase isolated microgrids using MATLAB® simulations. The results show that, despite the conceptual differences, each compensation proposal bases its operation on the calculation of symmetrical components, either voltage or current. The above, combined with reactive power, voltage, or impedance adjustment, allows the control to perform compensation, to a greater or lesser proportion, by means of the electronic converter. This should be considered when implementing a solution for unbalanced compensation.

Keywords: Electronic converter, voltage unbalance, control strategies, unbalance factor, AC microgrids.

1. Introducción

La energía, y específicamente la electricidad, es una fuerza que impulsa el desarrollo económico y social de la humanidad. No obstante, el acceso a la electricidad continúa siendo un problema de política pública que afecta la población asentada en las zonas rurales de países en desarrollo [1]. Debido a esto, el sector eléctrico enfrenta nuevos desafíos impulsados por el rápido crecimiento de las economías y la necesidad de suministrar energía de manera confiable a la mayoría de los habitantes, incluidos aquellos que se ubican en regiones apartadas o aisladas [1]. Dado que las grandes líneas de transmisión eléctricas no llegan a puntos alejados y de difícil acceso, se requiere acudir a fuentes de energía renovable y a sistemas de generación autónoma como lo son las microrredes de corriente alterna (microrredes AC), las cuales pueden operar ya sea en modo aislado o conectado a red [2].

Es así, como en las redes eléctricas aisladas, por ser independientes y al no estar soportadas por la estabilidad de una gran red (principal), comúnmente ocurren problemas de regulación de tensión y calidad de potencia, entre ellos, los problemas asociados a los desbalances de tensión son de los más comunes [2]. Este fenómeno que ocurre en sistemas polifásicos provoca problemas de recalentamiento y envejecimiento prematuro en cargas críticas como motores, transformadores, y relés causando fallo de protecciones y elementos de control. La mayoría de estos problemas se relacionan con la aparición de corrientes de secuencia negativa [3] [4].

Cuantificar la proporción de componentes de secuencia negativa o de secuencia cero con respecto a la secuencia positiva es uno de los métodos más empleados para especificar el efecto de los desbalances de tensión en diferentes puntos de una microrred AC. Lo anterior, debido a que la presencia de las componentes de

secuencia negativa genera pérdidas de eficiencia en los equipos conectados a una red. En el estándar IEC 61000-4-30, se especifica que el método de secuencia negativa debe ser usado para cuantificar el problema de desbalances de tensión. Este método se aplica usando la teoría de componentes de Fortescue [4].

Una de las maneras más comunes de mitigar los desbalances de tensión es logrando un balance de potencia por medio del reparto de cargas sobre las fases menos utilizadas. Sin embargo, una distribución racional de cargas no siempre reducirá los factores de desbalance de tensión a los niveles requeridos[4]. Otra alternativa, es lograr el balance de cargas monofásicas usando circuitos compuestos por condensadores e inductancias, los cuales se conectan a bancos capacitivos de diferente potencia. Esto es efectivo cuando se requiere balancear cargas bifásicas o trifásicas [4].

Otras alternativas de mitigación se basan en el uso de transformadores diseñados especialmente para el balance de cargas. Asimismo, se recomienda instalar circuitos que no solamente balanceen las cargas, sino que también, generen potencia reactiva con el fin de compensar las pérdidas [4]. Un método adicional para reducir el desbalance de tensión es el uso de convertidores electrónicos de potencia de acción rápida, los cuales son capaces de compensar, al mismo tiempo, cambios en las impedancias y la potencia reactiva no deseada [5].

En las microrredes AC, los convertidores electrónicos de tensión trifásica son sistemas activos que operan de forma controlada con base en mediciones, algoritmos de control y actuadores. En este sentido, las mediciones de corriente y tensión son usadas para obtener parámetros de operación y determinar valores críticos a través del uso de algoritmos de control. Todo esto, con el propósito de tomar decisiones para alcanzar el objetivo deseado como, por ejemplo, la sincronización, el balance de la tensión y

el balance de potencia, entre otros. Algunos esquemas de control que se usan convertidores electrónicos son el control de modo deslizante, el control de voltaje robusto, el control basado en la función Lyapunov, el control de tiempo muerto y el control de modelo predictivo, entre otros [6].

A partir de lo anterior, este trabajo prueba diversas estrategias de control en modelos de simulación propios con el propósito de reducir el problema de desbalance de tensión en microrredes trifásicas aisladas usando un convertidor electrónico (similar al presentado en [7]). Asimismo, describe el proceso de modelamiento e implementación, junto con las ventajas y desventajas de su desempeño.

El artículo continúa con una revisión asociada a la relevancia de controlar el desbalance de tensión y los problemas que genera su aparición. Luego, se describe el método para estimar desbalances de tensión usando el teorema de Fortescue y, derivado de este, se expone un modelo que permite su medición. Posteriormente, se hace la presentación de varias estrategias de control para reducir el desbalance de tensión en microrredes eléctricas usando convertidores electrónicos. Las estrategias son simuladas en MATLAB® y su respuesta se compara bajo diferentes condiciones de desbalance en la carga. Finalmente, se analizan los resultados obtenidos y se presentan las conclusiones del estudio.

2. DESBALANCES DE TENSIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS AC

Dentro de las microrredes aisladas, los convertidores electrónicos comutados toman gran protagonismo. Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 1 donde estos dispositivos se acoplan a las unidades de generación distribuidas que responden a las necesidades de tensión y

frecuencia requerida para las carga [8]. Bajo una operación aislada, se requiere que al menos una de las unidades de generación asuma la responsabilidad de conformar y soportar la microrred. Lo anterior, porque la estabilidad de tensión y de frecuencia no pueden ser asumidas por la red principal [8], tal y como ocurre en las microrredes interconectadas. El hecho de no tener soporte de la red principal, provoca problemas de regulación y desbalances de tensión [9].

2.1. Problemas de los desbalances de tensión

Estudios reportados en [10], [11] y [12] hacen énfasis especial en los problemas de calidad de potencia en microrredes AC. En especial, algunos de esos problemas se centran en los desbalances de tensión [13][14]. Una de las principales razones de esta condición es la inestabilidad en la generación de energía y el consumo de las cargas, las cuales están siendo alimentadas por fuentes renovables como la energía solar o la eólica.

Dicha variabilidad en la potencia debe ser compensada por sistemas de almacenamiento como súper condensadores, baterías o Flywheels. De hecho, algunas investigaciones evidencian interés por el análisis del desbalance de tensión en redes de generación de energía trifásica, aportes que pueden ser aplicados al estudio de los problemas de desbalance en las microrredes AC [14][15].

Trabajos complementarios hacen evidente la importancia de estudiar la calidad de la potencia suministrada por las microrredes eléctricas. Esto considerando que operan como fuentes de soporte que ayudan a la red principal cuando existen fallas o bajas de tensión importantes. Asimismo, se proponen estrategias para la compensación de reactivos en las microrredes AC [15].

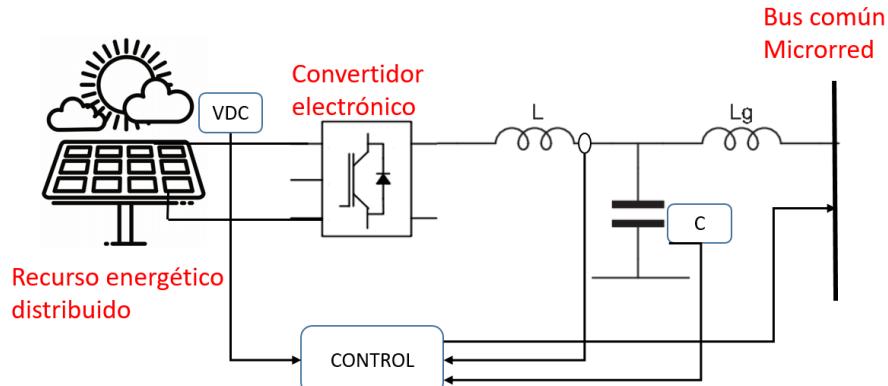


Figura 1. Inversor electrónico usado como acople de la fuente de generación
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, otros autores, realzan la importancia de controlar la presencia de componentes de secuencia negativa y cero dentro de las microrredes, especialmente cuando están trabajando de manera aislada. De esta forma, sugieren métodos de mitigación tales como incluir filtros activos de potencia, agregar impedancias virtuales de secuencia negativa, o el método denominado impedancia virtual de secuencia negativa regulable [16].

No obstante, lo anterior, muchos de estos métodos de mitigación están encaminados al balance de cargas conectadas a la microrred. Situación que en la mayoría de los casos no es suficiente para mitigar condiciones de desbalance considerables [16]. Particularmente, en una microrred dominada por convertidores electrónicos, el intervenir directamente en el control del convertidor trifásico (ver Figura 2) resulta la mejor alternativa para mejorar las condiciones de desbalance y a la vez mitigar problemas relacionadas con posibles excesos de potencia reactiva.

2.2. Estimación del desbalance de tensión

Dentro de los métodos de estimación de desbalance de tensión que se encuentran en la literatura, la mayoría requiere utilizar la herramienta de descomposición de componentes simétricos presentada por Fortescue. Este método señala que un sistema desequilibrado de n vectores puede descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados, tal como se muestra Figura 3. Los n vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo iguales también los ángulos formados por los vectores adyacentes [17]. De esta forma, tres vectores desequilibrados pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores así:

- Componentes de secuencia positiva o secuencia (1), formados por tres vectores de igual modulo con desfases de 120° y la misma secuencia de fases que los vectores originales.
- Componentes de secuencia negativa o secuencia (2), formados por tres vectores de igual módulo y desfases de 120° . Poseen la secuencia de fases opuesta a las de los vectores originales.
- Componentes de secuencia cero (0), formados por tres vectores de igual modulo y una diferencia de fase nula.

La secuencia de fases de las componentes de secuencia positiva para los vectores desequilibrados es ABC. Mientras tanto, en las componentes de secuencia negativa es ACB. De hecho, el sistema desbalanceado es la suma vectorial de las componentes obtenidas usando el teorema de Fortescue, ver Figura 4. Matemáticamente hablando, esto es:

$$V_a(1) + V_b(1) + V_c(1) = 0; \quad (1)$$

$$V_a(2) + V_b(2) + V_c(2) = 0; \quad (2)$$

$$V_a(0) = V_b(0) = V_c(0). \quad (3)$$

En el marco de dicho teorema, los desplazamientos de fase de las componentes simétricas de las tensiones (o corrientes) se identifican con un operador asociado a la rotación de un vector 120° . Dicho operador se designa con la letra griega α y origina una rotación en sentido contrario al de las agujas de reloj y está definido por las siguientes expresiones:

$$\alpha \angle 120^\circ = 1 e^{j2\pi/3} = -0,5 + j0,866 \quad (4)$$

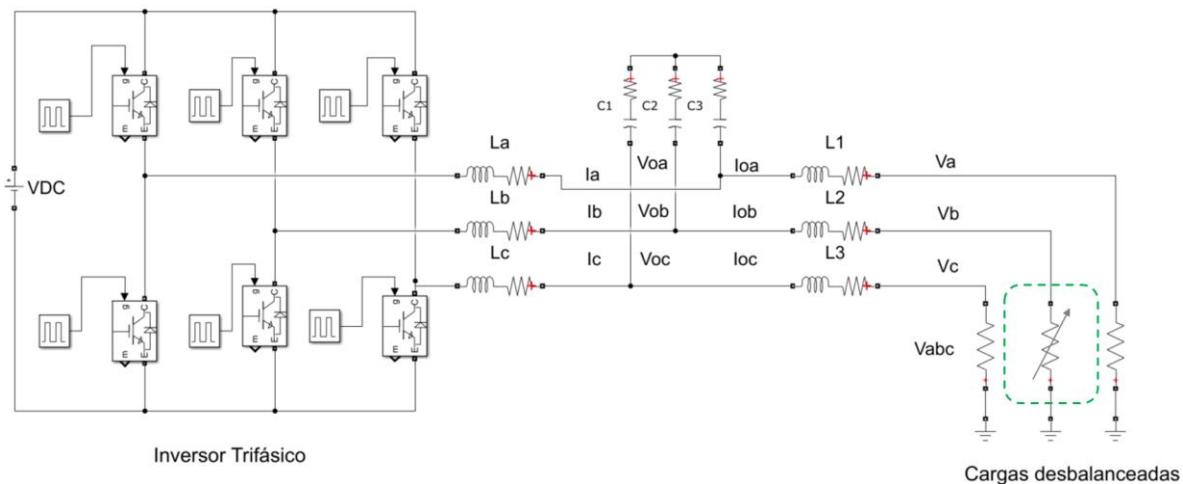


Figura 2. Inversor con cargas trifásicas desbalanceadas
Fuente: Elaboración propia.

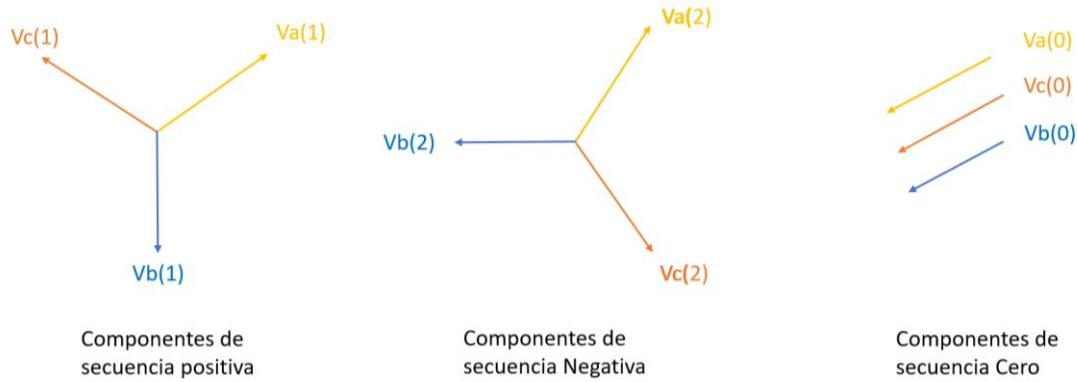


Figura 3. Representación vectorial de las componentes Fortescue

Fuente: Elaboración propia.

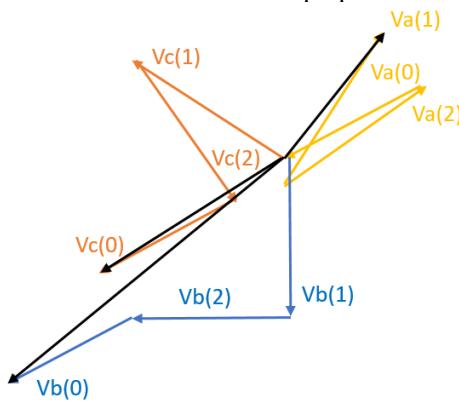


Figura 4. Suma vectorial de los componentes simétricos y representación original del sistema balanceado.

Fuente: Elaboración propia.

De esta forma, dependiendo del número de veces que se aplique el operador α , se obtendrá una presentación de giro del vector. Desde la perspectiva de los modelos de compensación para el desbalance de tensión, en este trabajo se implementó en Simulink un modelo de extracción de componentes simétricas basado en la metodología expuesta en [18]. En este caso, se toman las tres fases sinusoidales de la salida del inversor y se pasan por un filtro que logra un desfase de 90° . Posterior a esto, se realizan algunas operaciones matriciales y, finalmente, se generan las componentes simétricas (positiva, negativa y cero). Este proceso se sintetiza en la Figura 5. Ahora bien, cuantificar la proporción de componentes de secuencia negativa o de secuencia cero con respecto a la secuencia positiva es uno de los métodos más empleados para estimar el efecto de los desbalances de tensión. De esta forma, a manera de ejemplo, en la Figura 6, se evidencian tres escenarios de desbalance de tensión para diferentes instantes de tiempo.

En el primer escenario, es evidente el elevado desbalance entre 0,35 y 0,4 segundos. Esto se ve reflejado tanto en la variación de las amplitudes de la tensión, como en la presencia de las componentes de secuencia negativa que

varían entre 50 V y -50 V. El segundo escenario, entre 0,4 y 0,6 segundos, muestra que el desbalance no es tan elevado, se van compensando las tensiones de las fases y se van reduciendo las componentes simétricas de secuencia negativa. Finalmente, cuando el sistema está balanceado entre 0,6 y 0,65 segundos se observa que las componentes simétricas se reducen prácticamente a cero, mostrando la efectividad del modelo de representación que será usado en este estudio.

2.3. Regulación de tensión en una microrred aislada

Dentro de las arquitecturas de control más comunes que se incorporan en las microrredes están las de control jerárquico que se dividen en tres bloques: primario, secundario y terciario. Los dos primeros se encargan de asegurar la regulación de la red en frecuencia y tensión, mientras que el control terciario se encarga del intercambio de potencia con otras redes o microrredes [19]. De esta manera, el enfoque de los modelos implementados y simulados en el presente trabajo, irá dirigido principalmente hacia las jerarquías de control primario y secundario.

Ahora bien, para la operación de microrredes aisladas se requiere que al menos uno de los inversores opere como unidad formadora, la cual se encarga de la regulación y provisión de la tensión a la red, y además, se caracteriza por estar controlada en modo tensión [19]. Los lazos de control de esta unidad se muestran en la Figura 7.

En este diagrama, V_{ref} es la referencia de tensión, $G_V(s)$ es la función de transferencia del controlador de tensión, $G_I(s)$ es la función de transferencia del controlador del lazo de corriente, V_{DC} es la tensión DC de entrada del inversor y $G_{PWM}(s)$ es la función de transferencia del modulador PWM. Luego de esta etapa, viene la configuración de inductancias y condensadores a la salida. Finalmente, I_{out} y V_{out} son la corriente de la carga y la tensión de salida del inversor, respectivamente. El esquema de control implementado sobre el inversor que alimenta al menos una carga se muestra en la Figura 8, y en este, se añade el lazo externo de control que se encarga de regular la tensión de salida de la unidad formadora [19].

A partir de la medición de tensión en las fases, cuando se alimentan cargas desbalanceadas, se obtienen tres ondas sinusoidales de diferente amplitud y ángulo. El uso de dichas señales no es adecuado para el sistema de control, ya que estas ondas varían continuamente con el tiempo. Por esta razón, es necesario trabajar con dos señales continuas obtenidas mediante las transformaciones de Clarke y Park. Con la anterior estrategia, las tres ondas

trifásicas se transforman en dos componentes de valor constante respecto de los ejes d y q (en cuadratura) que forman una referencia giratoria con la velocidad angular de la red (ω). De esta manera, el control es más sencillo ya que solo será necesario comparar los valores de las señales continuas en los lazos respectivos [20].

Lo anterior, sólo es aplicable cuando se trate de un sistema trifásico equilibrado de corrientes. Sin embargo, como ya se mencionó, gracias al teorema de Fortescue, y la implementación del modelo incluido en la Figura 5, partiendo de las tres corrientes desequilibradas medidas en la carga, podrán obtenerse tres sistemas trifásicos equilibrados (secuencias 012).

2.4. Estimación del índice de desbalance de tensión

La forma más común en la cual se establece el efecto del desbalance de tensión en un sistema trifásico es mediante el cálculo del factor o índice de desbalance de tensión (VUF, por sus siglas en inglés). Este índice se define como la relación entre el valor eficaz de las componentes de secuencia negativa (V^-) sobre el valor eficaz de las componentes positivas (V^+), tal y como se muestra en la ecuación (6). La norma IEC 61000-4-30 establece que el VUF en un sistema eléctrico no debe exceder el 2% [21].

$$VUF = \frac{V^-}{V^+} * 100\% \quad (5)$$

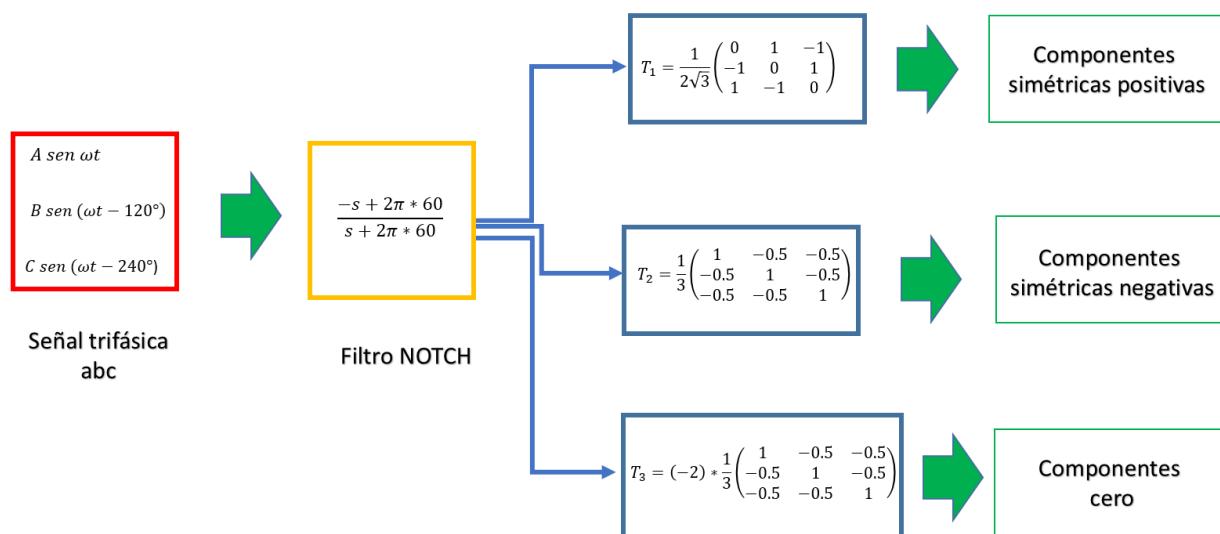


Figura 5. Modelo implementado para extracción de componentes simétricas

Fuente: adaptado de [18]

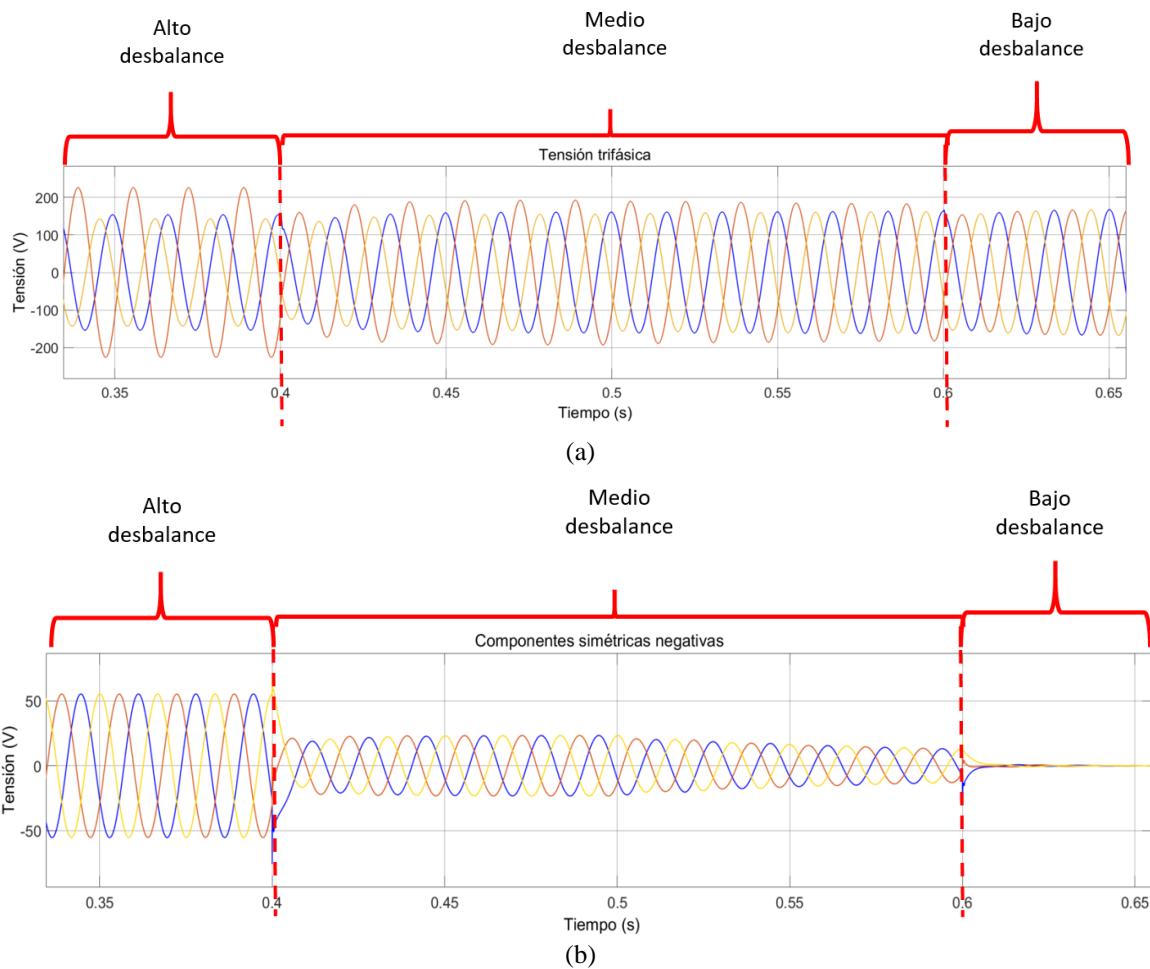


Figura 6. Escenarios de desbalance de tensión
 (a) componentes de secuencia ABC; (b) componentes de secuencia negativa
 Fuente: Elaboración propia.

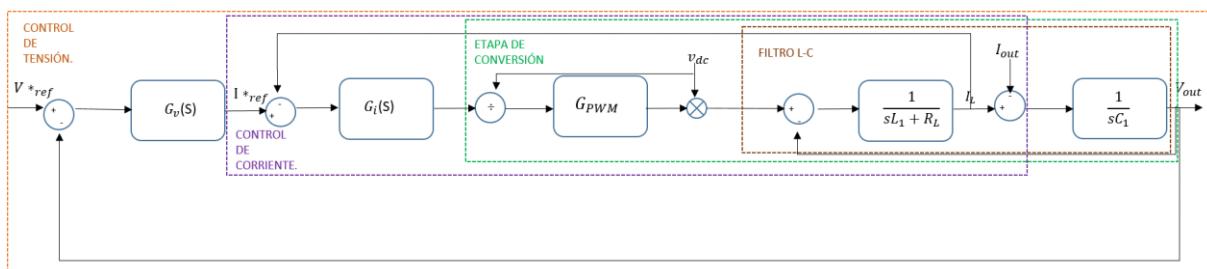


Figura 7. Lazos de control del convertidor como unidad formadora
 Fuente: Elaboración propia.

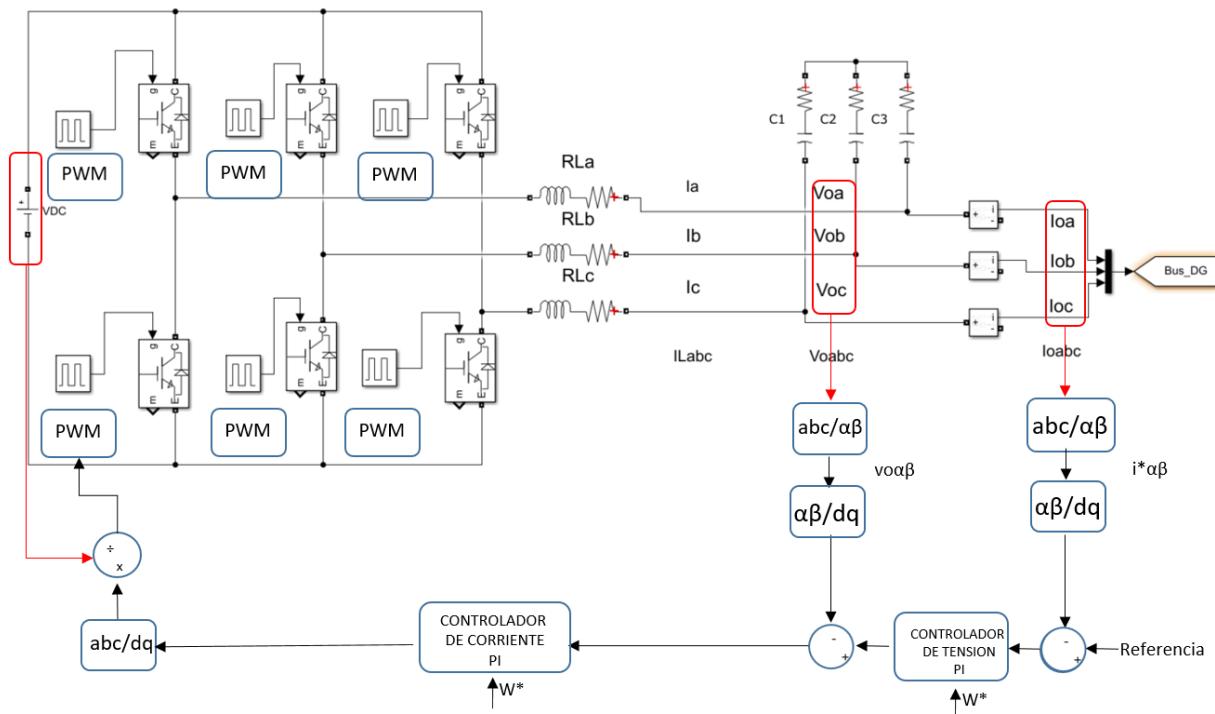


Figura 8. Configuración de inversor y cargas trifásicas desbalanceadas

Fuente: Elaboración propia.

3. ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA LA COMPENSACIÓN DE DESBALANCES DE TENSIÓN

En esta sección, se revisan y evalúan varias estrategias de control reportadas en la literatura que pueden mitigar el desbalance de tensión en microrredes eléctricas AC.

3.1 Estrategia 1: compensación mediante el cálculo del índice de desbalance

Esta alternativa realiza la medición de las tensiones y corrientes para posteriormente transformarlas de secuencia ABC a $\alpha\beta$ y luego de $\alpha\beta$ a dq [22]. El siguiente paso, es obtener los componentes de secuencia positiva y negativa. Finalmente, se calculan los valores RMS y se comparan con un valor de referencia que se multiplica por la componente negativa de la tensión en dq, tal y como se mostró en la Figura 8.

Este modelo, mostrado en la Figura 9, propone el cambio directo de la referencia de tensión para compensar el desequilibrio de tensión. De esta forma, la referencia de compensación será un comando a seguir por el controlador. Adicionalmente, los principales lazos de control serán los de tensión, corriente 0, controladores de

potencia activa y reactiva, y finalmente, el compensador de desequilibrio de tensión.

Ahora bien, considerando que el desequilibrio de tensión conduce a la aparición de componentes de secuencia negativa, el bloque de compensación UF (Unbalance Factor) se inyecta como referencia para el controlador de tensión. Para generar dicha referencia, el resultado del error se multiplica por la tensión instantánea fundamental de secuencia negativa. De esta forma, al multiplicar por $VC_{dq} -$, se asegura que la referencia de compensación actúe en la fase opuesta a la tensión de secuencia negativa (aquella que debe compensarse).

Ampliando lo anterior, se debe tener en cuenta que las componentes de secuencia negativa vienen desplazadas en fase respecto a la tensión medida. Esto, con el objetivo de lograr una representación vectorial que permita descomponer la magnitud del vector original con su desbalance en sus respectivas componentes 012. De esta manera, para lograr la reducción del desbalance de tensión, se deberá multiplicar por las componentes negativas de la tensión, y así lograr transformar el desbalance de tensión en una magnitud con signo positivo que logre su reducción.

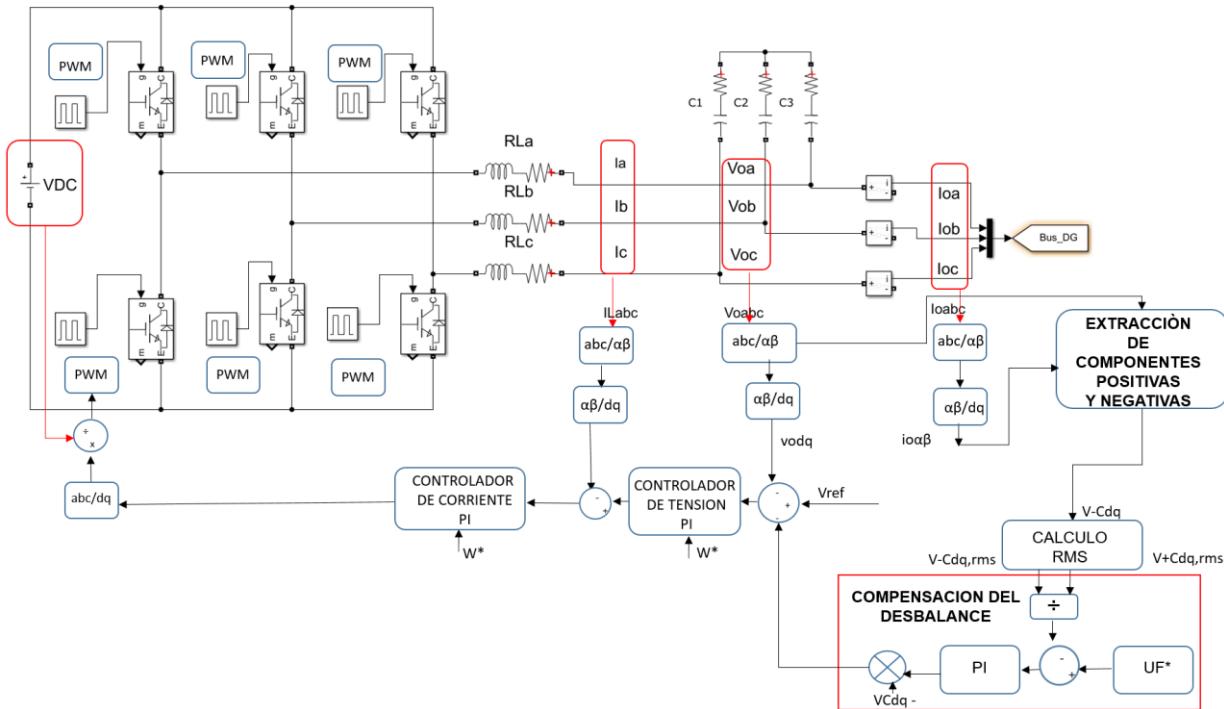


Figura 9. Modelo de compensación basado en el cálculo de índice de desbalance UF

Fuente: adaptado de [22]

Para validar la reducción de las componentes de secuencia negativa en el modelo descrito, se probaron cuatro escenarios: (a) ligero desbalance superior (cargas de 1000W-1100W-1000W); (b) desbalance intermedio inferior (cargas de 1000W-800W-1000W); (c) ligero desbalance inferior (cargas de 1000W-900W-1000W); y (d) desbalance intermedio superior (cargas de 1000W-1200W-1000W). Los resultados de la compensación de desbalances de tensión se pueden apreciar en la Tabla 1.

A partir de las simulaciones, en la Figura 10 y la Figura 11 se pueden apreciar un ejemplo de la respuesta de la estrategia #1 antes y después de la compensación. Cuando el desbalance de cargas es intermedio (casos b y d), teniendo un valor de referencia VUF de 0,01, se logra una mejora en el desbalance de 69,57% y 68,18%, respectivamente. Por su parte, con un factor de referencia de 0,016 y un desbalance ligero inferior se logró un porcentaje de mejora entre 60,61%, mientras que teniendo un VUF de 0,01 y un desbalance intermedio superior se logró una mejora del 65,71%.

Finalmente, en la Figura 12 se puede apreciar la respuesta dinámica del control durante la reducción del desbalance de tensión. Es así como a los 0.3 segundos de simulación

se activa el controlador y se logra una reducción del VUF desde 7,36% hasta el 2,24%.

3.2 Estrategia 2: compensación mediante el cálculo de las componentes simétricas y la potencia reactiva

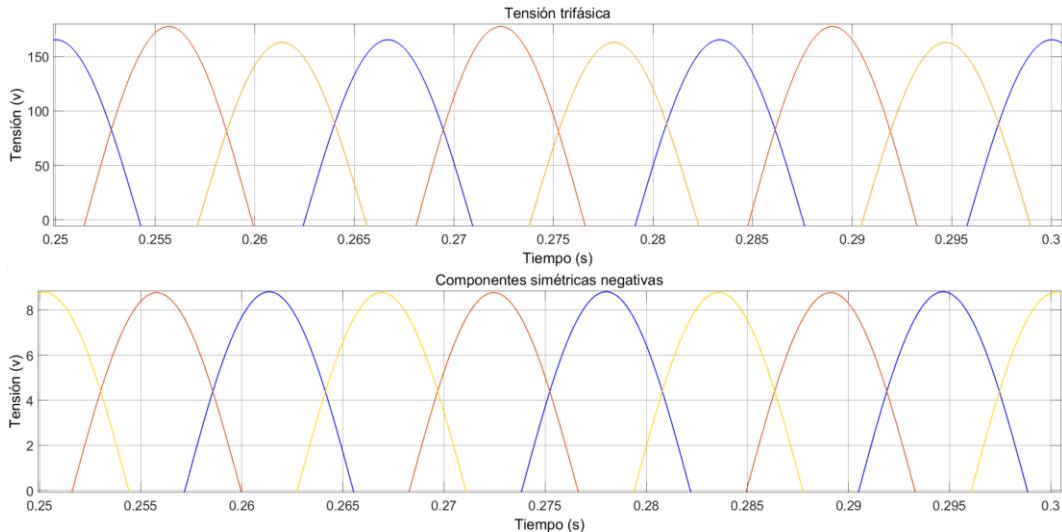
Esta estrategia de compensación, mostrada en la Figura 13, corresponde a la solución expuesta en [23]. En este caso, el control parte de la medición de corrientes y tensiones en la salida del generador distribuido. Dichas mediciones las pasan al marco de referencia $\alpha\beta$ y allí se obtienen las componentes de secuencia positiva y negativa, tanto de corriente como de tensión.

Posteriormente, se calculan las componentes de secuencia positiva y negativa de la potencia activa y reactiva. Luego, para generar la referencia de compensación, la potencia reactiva $Q(-)$ se multiplica por una constante, definida como ganancia de compensación del desbalance (UCG, por sus siglas en inglés), y por la componente de tensión en secuencia negativa de la fundamental ($V_{0\alpha\beta}^-$). Es importante aclarar que la UCG es una constante que controla el esfuerzo de la compensación de los generadores distribuidos.

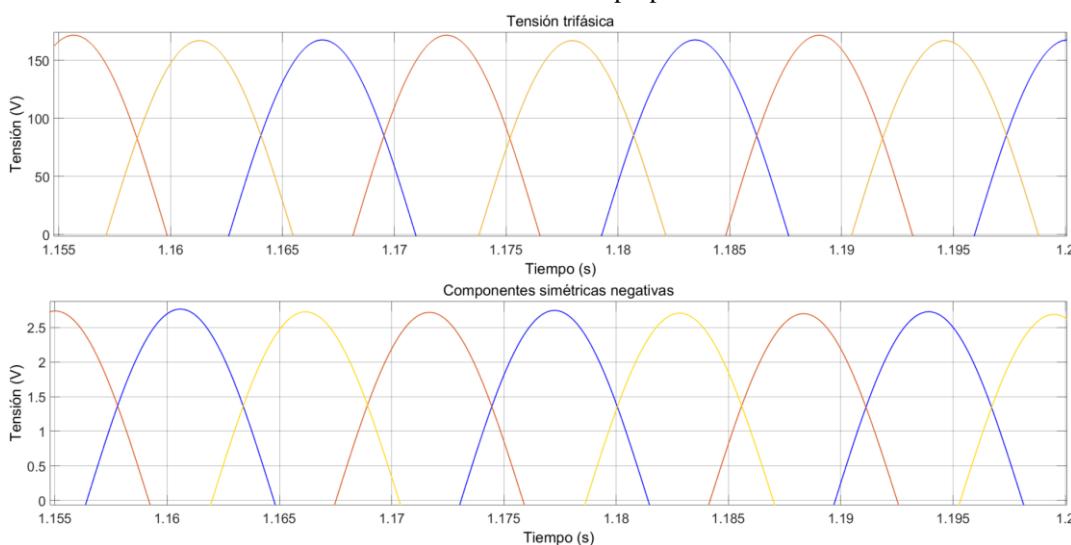
Tabla 1. Resultados de compensación de tensión usando el modelo UF (variación de carga y valor de referencia)

Carga 1	Carga 2	Carga 3	Valor referencia	Índice de desbalance inicial	Índice de desbalance final	Porcentaje de mejora	T1	T2
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	0,016	7,35%	2,34%	68,16%	0,30s	2,73s
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	0,02	7,36%	2,82%	61,68%	0,30s	12s
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	0,01	7,36%	2,24%	69,57%	0,30s	1,25
1000 Watt	900 Watt	1000 Watt	0,016	3,58%	2,26%	36,87%	0,30s	12s
1000 Watt	900 Watt	1000 Watt	0,02	3,58%	2,82%	21,23%	0,30s	12s
1000 Watt	900 Watt	1000 watt	0,01	3,58%	1,41%	60,61%	0,30s	12s
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	0,016	0,01%	2,28%	-22700,00%	0,30s	12s
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	0,02	0,01%	2,80%	-27900,00%	0,30s	12s
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	0,01	0,01%	1,40%	-13900,00%	0,30s	12s
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	0,016	6,65%	2,28%	65,71%	0,30s	12s
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	0,02	6,65%	2,82%	57,59%	0,30s	12s
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	0,01	6,60%	2,10%	68,18%	0,30s	1,34s

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

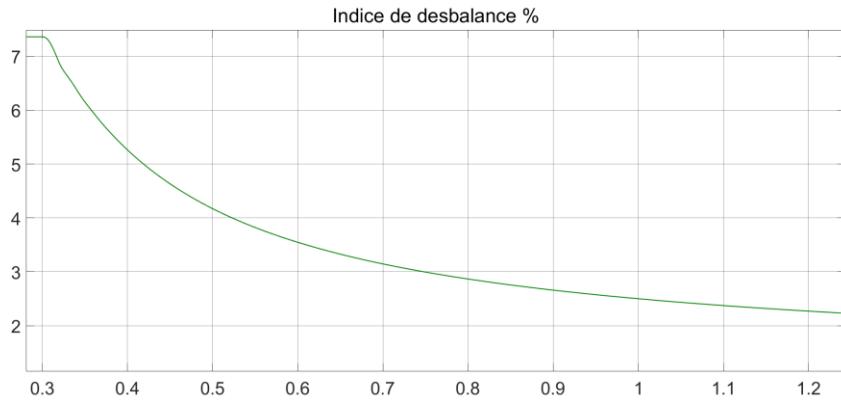


Figura 12. Mejora porcentual del índice de desbalance con la estrategia de control #1
Fuente: Elaboración propia.

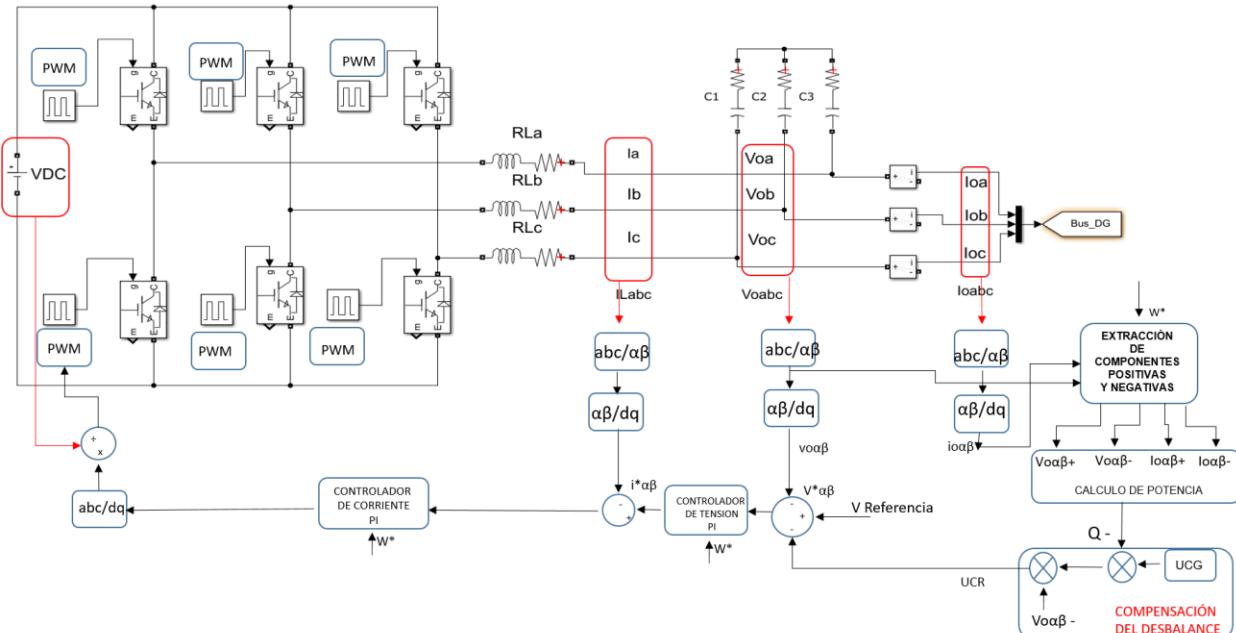


Figura 13. Modelo de compensación basado en la potencia reactiva del generador distribuido
Fuente: adaptado de [23].

Puesto que la compensación del desbalance de tensión disminuye la tensión de secuencia negativa, la potencia reactiva $Q(-)$ también disminuye. De esta forma, dicha potencia es empleada para generar la referencia de compensación entre los generadores distribuidos de la microrred, los cuales podrán compensar el desequilibrio de tensión de forma autónoma sin necesidad de establecer lazos de comunicación entre ellos.

El control de este modelo inicia describiendo los lazos de control de tensión y corriente. En esta parte del diseño, inicialmente no se tiene en cuenta el desbalance de tensión. Luego, usando componentes simétricas, se obtiene la representación de una fase mostrada en la

Figura 14 para la secuencia positiva o negativa. En dicho circuito, $d(s)$ es el ciclo útil, mientras rl es la resistencia del filtro inductivo.

De otro lado, considerando la Figura 15, Kpv , Kpi y Kri son los coeficientes de los controladores de tensión y corriente, respectivamente. Luego de la tensión de salida DC (VDC) se encuentra la configuración LC del inversor. Finalmente, $G_{pwm}(s)$ representa la función de transferencia del bloque PWM que normalmente se modela como un elemento de retardo. Es importante mencionar que en [23], se asume que dicho retraso es despreciable.

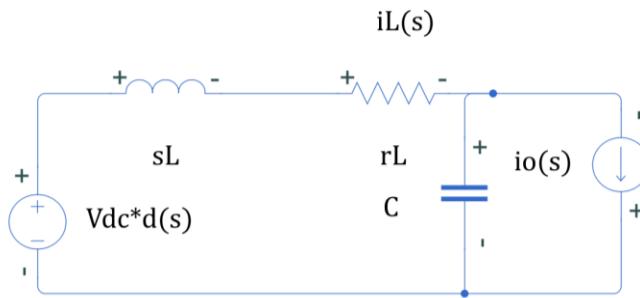


Figura 14. Representación de una fase para un inversor de DG
Fuente: Elaboración propia.

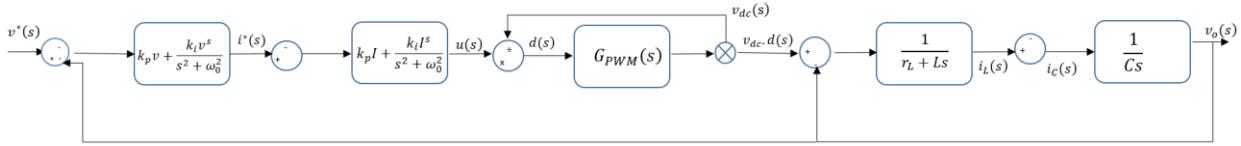


Figura 15. Diagrama de la etapa de potencia y el sistema de control de secuencia positiva
Fuente: Elaboración propia.

Basados en el esquema presentado en la Figura 15 se puede extraer la siguiente ecuación:

$$v_o(s) = G(s)v^*(s) - Z_o(s)i_0 \quad (6)$$

Donde $G(s)$ y $Z_o(s)$ es la función de transferencia del sistema de lazo cerrado y su respectiva impedancia de salida. Esta será cero dado que no hay repartición de potencia. Luego, a partir del modelo Thévenin del sistema de lazo cerrado, se llega a la siguiente expresión:

$$Z'_o = \frac{r_L + L_s + G_I(s)}{LC_s^2 + (r_L + G_I(s)).C_s + G_V(s).G_I(s) + 1} \quad (7)$$

Para obtener el valor de la constante UCG, se asume inicialmente que el sistema eléctrico opera en estado estable y se realiza el análisis fasorial. Posteriormente, se aplica una pequeña perturbación y se evalúa la estabilidad del sistema en función de la UCG. Considerando que para los análisis fasoriales se reemplaza S por $j\omega$, y V_o^- representa el fasor de secuencia negativa de la tensión de salida, el fasor UCR (referencia de compensación del desequilibrio) se calcula de la siguiente manera:

$$UCR = Q^- \cdot V_o^- \cdot UCG \quad (8)$$

Resulta evidente que al incrementar el esfuerzo de compensación el valor de UCG también se incrementa. Sin embargo, esta constante debe ser seleccionada de

manera que se mantenga la estabilidad del sistema. Los polos del lazo cerrado se muestran en la Figura 16. Se puede ver que para UCG=1,8 los dos polos están ubicados a la derecha del plano S , provocando que el sistema de control sea inestable. Por esta razón, se selecciona 1,5 como ganancia de compensación. No obstante, durante las pruebas con el modelo implementado, se observa que el mejor resultado se logró usando una UCG de -6. Los resultados de estas pruebas se incluyen en la Tabla 2.

Para validar la reducción de las componentes de secuencia negativa se prueba la estrategia de control con los mismos escenarios de desbalance (ligero e intermedio) descritos en la Sección 3.1. Los resultados de la compensación se sintetizan en la Tabla 2, mientras en la Figura 17 y la Figura 18 muestra gráficamente el mejor escenario, el cual se consigue con una UCG de -6 y un desbalance intermedio inferior (cargas de 1000W-800W-1000W).

Al ocurrir la reducción de las componentes negativas, en la Figura 19 se observa como la potencia reactiva pasa de -0,29 VAR a -0,04 VAR. Esto quiere decir que al compensar el desbalance de tensión la potencia reactiva se reduce. Finalmente, en la Figura 20 se incluye la respuesta dinámica de la compensación asociada al efecto del control. De esta forma, en su punto de activación (0,3 segundos) se logra una reducción VUF pasando de 5,3% a 4,9%.

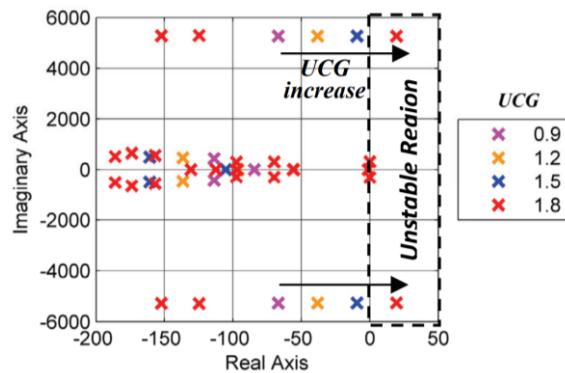


Figura 16. Polos de lazo cerrado para diferentes valores de UCG
Fuente: Tomado de [23].

Tabla 2. Resultados de compensación de tensión usando el modelo basado en potencias

Carga 1	Carga 2	Carga 3	Valor referencia UCG	Índice de desbalance inicial	Índice de desbalance final	Porcentaje de mejora	T estable
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	-5,5	5,24%	4,89%	6,68%	8,00
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	-6	5,24%	4,89%	6,68%	8,00
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	-6,5	5,24%	109,00%	-1980,15%	0,31
1000 Watt	900 Watt	1000 Watt	-5,5	2,54%	2,43%	4,33%	8,00
1000 Watt	900 Watt	1000 Watt	-6	2,54%	2,43%	4,33%	8,00
1000 Watt	900 Watt	1000 watt	-6,5	2,54%	2,42%	4,72%	8,00
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	-5,5	100,00%	0,03%	99,97%	8,00
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	-6	100,00%	0,07%	99,93%	8,00
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	-6,5	100,00%	0,08%	99,92%	8,00
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	-5,5	4,70%	4,43%	5,74%	8,00
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	-6	4,70%	4,42%	5,96%	8,00
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	-6,5	4,70%	4,42%	5,96%	8,00

Fuente: Elaboración propia.

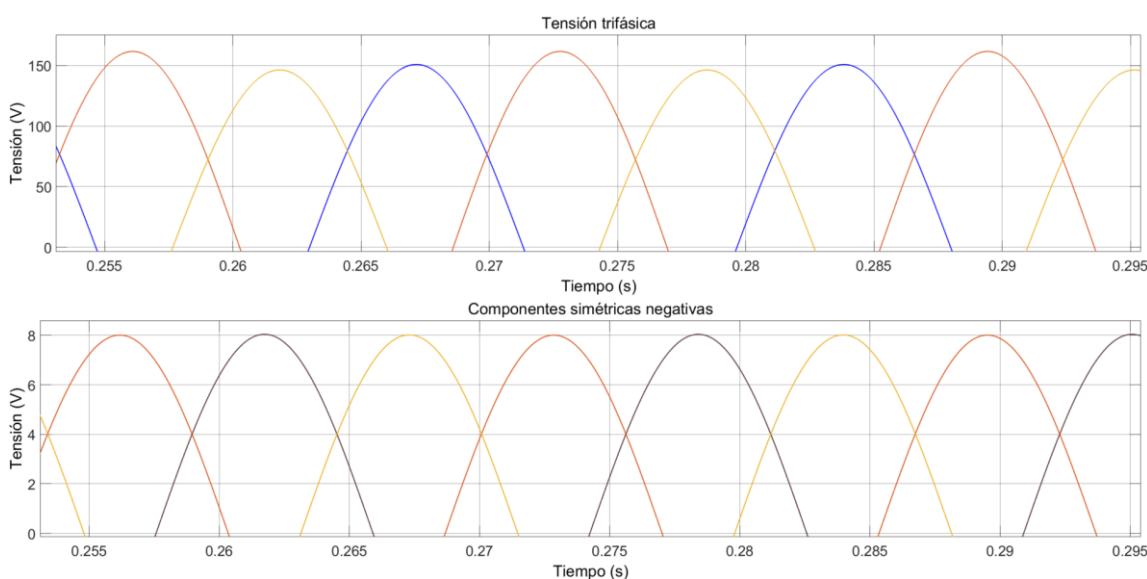


Figura 17. Secuencia ABC (arriba) y componentes de secuencia negativa (abajo) antes de la compensación
Fuente: Elaboración propia.

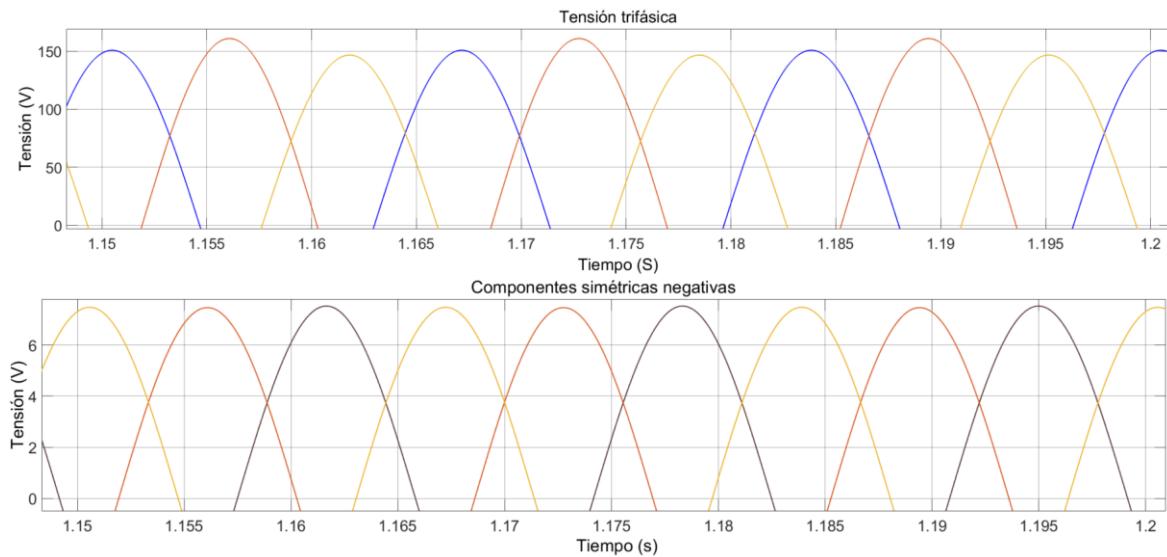


Figura 18. Secuencia ABC (arriba) y componentes de secuencia negativa (abajo) después de la compensación
Fuente: Elaboración propia.

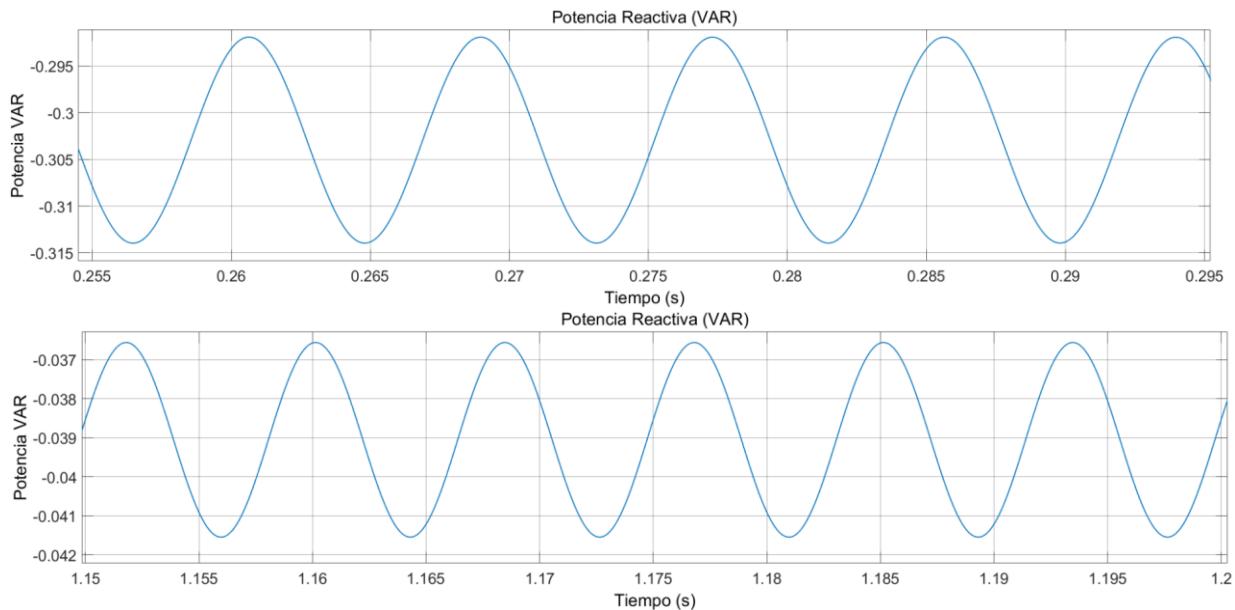


Figura 19. Potencia reactiva antes (arriba) y después (abajo) de la compensación del desbalance
Fuente: Elaboración propia.

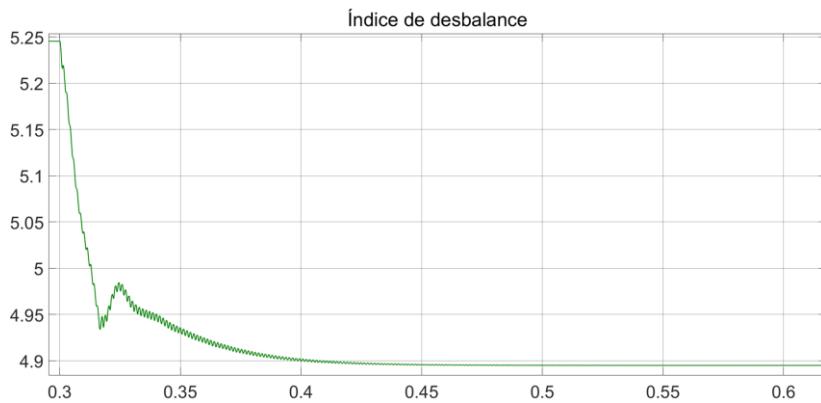


Figura 20. Mejora porcentual del índice de desbalance con la estrategia de control #2

Fuente: Elaboración propia.

3.3 Estrategia 3. Compensación usando control secundario, índice de desbalance y un canal de bajo ancho de banda

Esta estrategia se propone en [24] y su esquema general, incluyendo el control, se muestra en la Figura 21. El principio de funcionamiento consiste en un lazo interno de control en el que se regulan los componentes de potencia activa y reactiva. De esta forma, se controlan las variaciones en amplitud y frecuencia de la tensión de salida del sistema. Adicionalmente, en el control secundario se implementa un lazo que retroalimenta el cálculo del índice de desbalance en el punto de acople

común (PCC) de la microrred aislada. Lo anterior, se hace teniendo en cuenta los coeficientes de compensación y los esfuerzos de los sistemas de generación distribuida, denominados coeficientes de ganancia de compensación compartida. Adicionalmente, se utiliza un controlador PI para generar la referencia de compensación para los generadores distribuidos.

En este modelo se puede apreciar que la tensión trifásica se mide en el PCC y se extraen los componentes de secuencia positiva y negativa. Luego, se calcula el factor de desbalance (valor RMS) y sus valores de secuencia positiva y negativa, respectivamente [24].

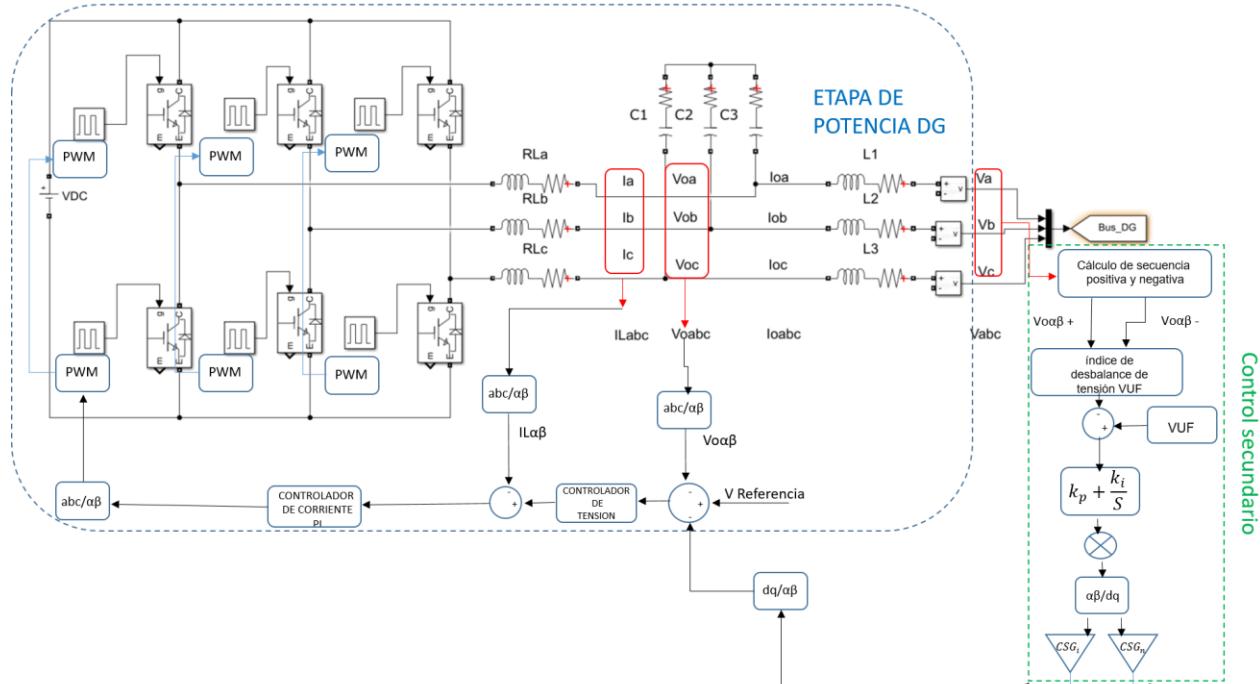


Figura 21. Modelo de compensación basado en la estrategia #3

Fuente: adaptado de [24]

Por su parte, el VUF calculado es comparado con un valor de referencia y el error se envía al controlador PI que luego se multiplica por la tensión en el PCC de secuencia negativa ($V_{\alpha\beta}^-$). El valor resultante se transforma en el plano dq y se multiplica por la ganancia de compensación compartida (CSG por sus siglas en inglés). Con esto, se genera la UCR.

En esta estrategia, el parámetro CSG determina el esfuerzo de compensación del generador. Finalmente, las referencias de compensación se transmiten a través de un

enlace de comunicación de bajo ancho de banda, el cual es suficiente ya que los UCR son valores DC en el marco de referencia dq.

Para validar la efectividad de esta alternativa, al igual que en los casos anteriores, se implementó un modelo en Simulink que permite su comparación bajo las cuatro condiciones de desbalance. Los resultados se muestran en la Tabla 3 y la mejor compensación del VFU (70% aprox.) se presentan en la Figura 22 y la Figura 23, mientras la respuesta dinámica se incluye en la Figura 24.

Tabla 3. Resultados de compensación de tensión usando la estrategia #3

Carga 1	Carga 2	Carga 3	Compensation gain (1 y 2)	Índice de desbalance inicial	Índice de desbalance final	Porcentaje de mejora	T estable
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	1	7,40%	2,30%	68,92%	0,93
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	1,2	7,40%	2,30%	68,92%	0,83
1000 Watt	800 watt	1000 Watt	0,8	7,40%	2,33%	68,51%	1,06
1000 Watt	900 Watt	1000 Watt	1	3,60%	1,18%	67,22%	1,51
1000 Watt	900 Watt	1000 Watt	1,2	3,60%	1,20%	66,67%	1,35
1000 Watt	900 Watt	1000 watt	0,8	3,60%	1,20%	66,67%	1,78
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	1	3,40%	1,20%	64,71%	1,59
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	1,2	3,40%	1,11%	67,35%	1,40
1000 Watt	1100 Watt	1000 Watt	0,8	3,40%	1,14%	66,47%	1,90
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	1	6,64%	2,15%	67,62%	1,02
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	1,2	6,64%	2,10%	68,37%	0,93
1000 Watt	1200 Watt	1000 Watt	0,8	6,64%	2,15%	67,62%	1,16

Fuente: Elaboración propia.

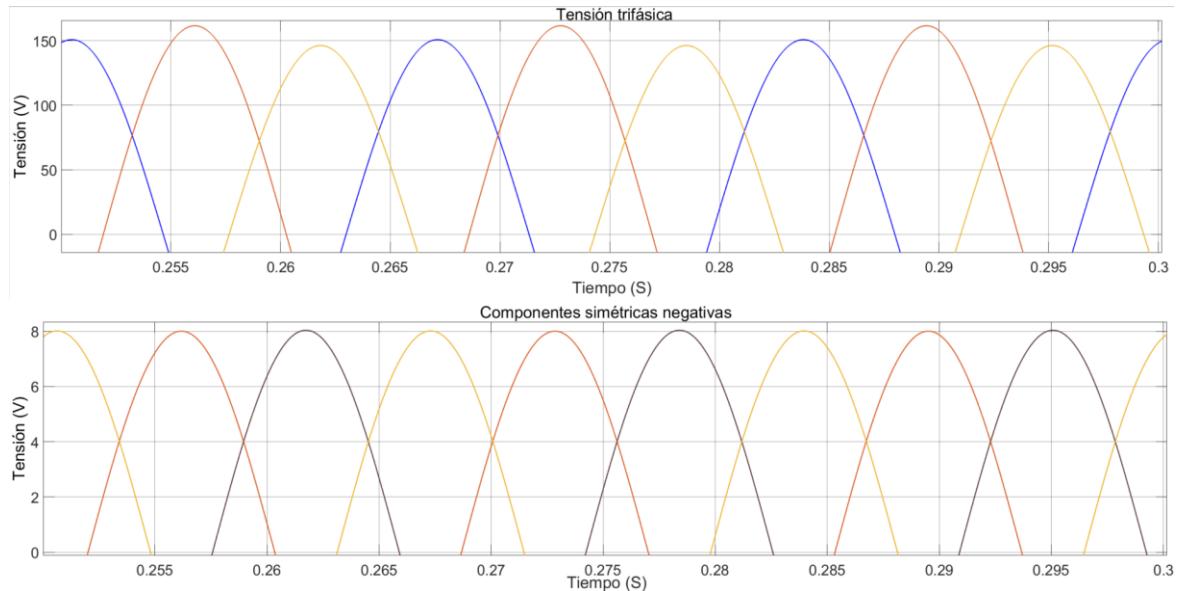


Figura 22. Secuencia ABC (arriba) y componentes simétricas negativas (abajo) antes de la compensación
Fuente: Elaboración propia.

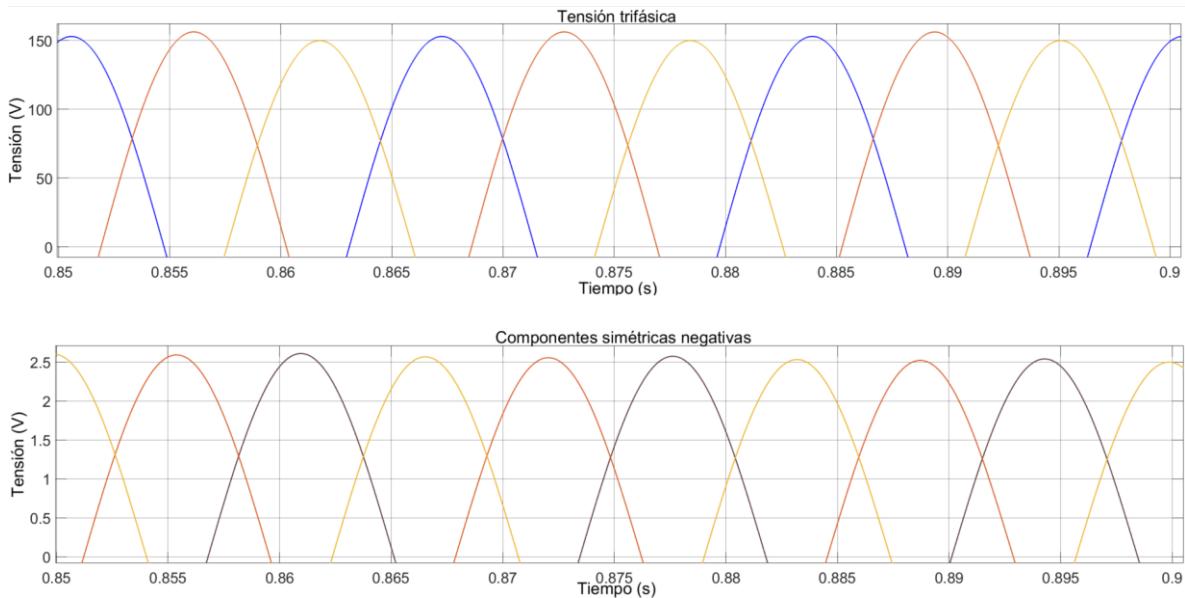


Figura 23. Secuencia ABC (arriba) y componentes de secuencia negativa (abajo) después de la compensación
 Fuente: Elaboración propia.

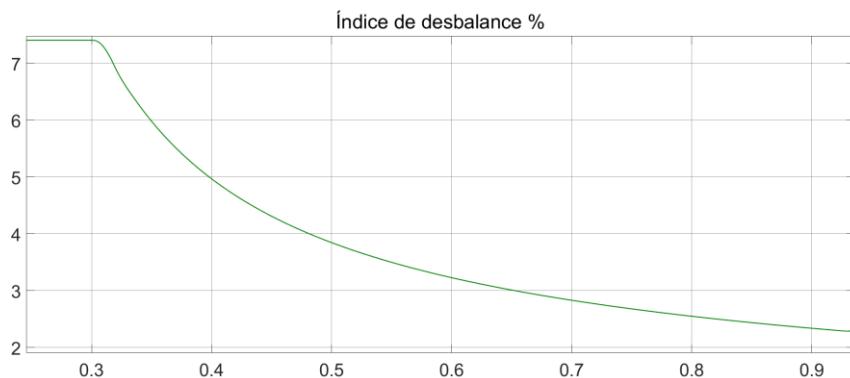


Figura 24. Mejora porcentual del índice de desbalance con la estrategia de control #3
 Fuente: Elaboración propia.

4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Esta sección presenta el análisis de los resultados obtenidos tomando como base la condición de desbalance intermedio inferior (1000W para la fase a, 800W para la fase b y 1000W para la fase c). Inicialmente, la Tabla 4 sintetiza las características más importantes de cada una de las estrategias estudiadas, incluyendo el porcentaje de mejora del desbalance de tensión y sus respectivos tiempos de establecimiento.

Al comparar los resultados, se observa que la primera estrategia, aunque es la más básica, logra reducir el desbalance hasta 69,57%. En este caso, y luego de revisar las formas de onda obtenidas con el simulador (ver Figura 10 y Figura 11) es evidente que la tensión de la fase b (color amarillo) aumenta su amplitud, mientras la tensión pico de las componentes negativas se reduce de 8,2 V a 2,55 V, evidenciando la acción del control y una compensación efectiva del desbalance. La desventaja de este modelo se aprecia con el mejor resultado, el cual se logra luego de un tiempo de estabilización pequeño de 1,25 s y un valor de referencia 0,01.

Tabla 4. Resumen de los resultados encontrados con las tres estrategias estudiadas

Estrategia	principio de funcionamiento	porcentaje de mejora	tiempo de estabilización o establecimiento
1	Realiza medición y extracción de las componentes positivas y negativas de tensión y calcula el índice de desbalance, este pasa por un control PI y se alimenta como referencia al lazo de tensión.	69,57%	1,25s
2	Realiza la extracción de las componentes de secuencia positiva y negativa de tensión y corriente, para posteriormente calcular la potencia reactiva $Q(-)$. Esta ultima se multiplica por el factor unbalance control gain UCG y por la componentes de tensión de secuencia negativa, lo anterior se ingresa como referencia al control de tensión.	6,68%	8s
3	El principio de funcionamiento, consiste en un lazo interno del control en el que se regulan los componentes de potencia activa y reactiva, controlando las variaciones en amplitud y frecuencia de la señal de tensión de salida del sistema	68,92%	0,93s

Fuente: Elaboración propia.

En la segunda estrategia, se calculan las componentes simétricas negativas de tensión y corriente y se calculan el valor de potencia reactiva y activa, lo anterior para generar una referencia de compensación de la de la potencia reactiva de secuencia negativa Q^- . Observando la Figura 17 y la Figura 18 se tiene que las componentes de secuencia negativa se redujeron de 8 Vpico a 6,5 Vpico, mientras la potencia reactiva pasó de -0,305 VAR a -0,039 VAR. Estos resultados se relacionan con un desbalance que varió ligeramente, pasando de 5,24% a 4,89%. La ventaja de esta estrategia radica en una mayor estabilidad, alcanzando los 8 s.

Finalmente, la tercera alternativa logra la mitigación del desbalance de tensión usando un lazo de control secundario y una retroalimentación que calcula el índice de desbalance y lo inyecta al control. En este caso, durante las simulaciones se observó que al actuar el control la tensión en la fase b aumentó su amplitud, mientras la tensión de secuencia negativa disminuyó de 8 Vpico a 2,5 Vpico (ver Figura 22 y Figura 23). En cuanto el índice de desbalance, este método presentó el mejor resultado de las tres estrategias pasando de 7,4% a 2,3% por un periodo de 0,93s. Este tiempo de restablecimiento fue el más bajo de todas las pruebas.

Frente al análisis presentado con las tres estrategias, existen posibilidades de mejora que serán abordadas en futuros trabajos. En la primera etapa, se debe considerar que la compensación del desbalance de tensión debe lograrse por mayor tiempo. Para el segundo reto, se debe

trabajar por ajustar el desbalance por debajo del 2% (valor sugerido por la norma IEC 61000-4-30), y finalmente, que se logre la compensación en escenarios donde el desbalance en las cargas sea más exigente.

5. CONCLUSIONES

El elemento común en la definición de los controles para compensar desbalances de tensión en microrredes AC trifásicas es determinar los componentes simétricos negativos. Una vez se han definido estos valores, ya sea en corriente o tensión, se pueden combinar en operaciones matemáticas dirigidas a obtener índices o parámetros que representen el desbalance de tensión. Los valores deseados de estos índices comúnmente se usan como referencia de los lazos de control.

Entre los métodos más comunes para la corrección de desbalances de tensión se tiene el cálculo de la tensión V_{rms} , hallando el índice de desbalance, calculando la potencia reactiva del sistema, o incluso el cálculo de la impedancia. Con alguno de estos valores se puede determinar un parámetro de referencia para el control y poder llevar el desbalance a valores mínimos.

La principal diferencia entre las técnicas evaluadas consiste principalmente en sus efectos sobre la estabilidad del sistema. No obstante, los tres modelos compensan en porcentajes desde 7 % hasta 3 % en desbalances pequeños, por ejemplo, con el perfil ligero superior (cargas de 1000W-1100W-1000W).

En perfiles de desbalance moderado (cargas de 1000W-1200W-1000W), también hay buena compensación en las amplitudes de tensión, aunque no se logra estar por debajo del 2% (valores alcanzados entre 2,38% y 2,5%), referencia establecida por la IEC 61000-4-30.

Al momento de diseñar el control es importante tener presente que las componentes simétricas negativas siempre estarán en contrafase a las señales de corriente o tensión medidas. Por ello, la señal de referencia debe multiplicarse por las componentes de secuencia negativa de manera que, al hacer el producto, logren un resultado positivo que contribuya a la reducción del desbalance de tensión.

REFERENCIAS

- [1] C. W. Shyu, “Ensuring access to electricity and minimum basic electricity needs as a goal for the post-MDG development agenda after 2015,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 19, no. 1, pp. 29–38, 2014, doi: 10.1016/j.esd.2013.11.005.
- [2] R. Sabzehgari, “A review of AC/DC microgrid—developments, technologies, and challenges,” *2015 IEEE Green Energy Syst. Conf. IGESC 2015*, pp. 11–17, 2015, doi: 10.1109/IGESC.2015.7359384.
- [3] P. Gaur and S. Singh, “Investigations on Issues in Microgrids,” *J. Clean Energy Technol.*, 2016, doi: 10.18178/jocet.2017.5.1.342.
- [4] A. Von Jouanne and B. Banerjee, “Assessment of voltage unbalance,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, no. 4, pp. 782–790, 2001, doi: 10.1109/61.956770.
- [5] M. Savaghebi, J. M. Guerrero, A. Jalilian, and J. C. Vasquez, “Hierarchical control scheme for voltage unbalance compensation in islanded microgrids,” 2011, doi: 10.1109/IECON.2011.6119815.
- [6] A. Carlos and Z. De Souza, *Microgrids Design and Implementation*, 2019th ed. Springer Nature Switzerland AG, 2018.
- [7] J. Guerrero, P. Loh, M. Chandorkar, and T. Lee, “Advanced Control Architectures for Intelligent MicroGrids - Part I: Decentralized and Hierarchical Control. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids - Part II: Power Quality, Energy Storage, and AC/DC Microgrids,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 99, pp. 1254–1262, 2012, doi: 10.1109/TIE.2012.2194969.
- [8] N. L. Díaz, A. César, L. T. Rodríguez, and A. C. L. Hernández, *CONTROL Y GESTIÓN PARA MICRORREDES ELÉCTRICAS BASADAS EN CONVERTIDORES DE POTENCIA*, I. Bogotá: ed. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2022.
- [9] B. Ren, X. Sun, S. Chen, and H. Liu, “A Compensation Control Scheme of Voltage Unbalance Using a Combined Three-Phase Inverter in an Islanded Microgrid,” *Energies*, vol. 11, no. 9, p. 2486, Sep. 2018, doi: 10.3390/en11092486.
- [10] Z. Wei, X. Ru, W. Shi, J. Wang, F. Song, and B. Yu, “Control strategy for microgrid inverter under unbalanced load conditions,” *Dianli Xitong Zidonghua/Automation Electr. Power Syst.*, vol. 40, no. 20, pp. 76–82, 2016, doi: 10.7500/AEPS20151028004.
- [11] S. Kaur and B. Dwivedi, “Power quality issues and their mitigation techniques in microgrid system- A review,” *India Int. Conf. Power Electron. IICPE*, vol. 2016-Novem, pp. 1–4, 2017, doi: 10.1109/IICPE.2016.8079543.
- [12] S. Whaite, B. Grainger, A. Kwasinski, S. Whaite, B. Grainger, and A. Kwasinski, “Power Quality in DC Power Distribution Systems and Microgrids,” *Energies*, vol. 8, no. 5, pp. 4378–4399, May 2015, doi: 10.3390/en8054378.
- [13] Z. Shuai *et al.*, “Microgrid stability: Classification and a review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 167–179, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.201.
- [14] X. Liu, Y. Deng, Q. Liu, X. He, and Y. Tao, “Voltage unbalance and harmonics compensation for islanded microgrid inverters,” *IET Power Electron.*, vol. 7, no. 5, pp. 1055–1063, 2014, doi: 10.1049/iet-pel.2013.0410.
- [15] M. Omar and G. Scarella, “Unbalanced and reactive power compensation for grid friendly microgrids,” *DIEEI - Dep. Electr. Electron. Comput. Eng. - Univ. Catania*, pp. 3.3.3-3.3.3, 2014, doi: 10.1049/cp.2014.0848.
- [16] T. Ma and G. Cheng, “A novel control method for islanding mode microgrid with unbalanced load,” *Proc. 5th IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol. DRPT 2015*, pp. 2134–2138, 2016, doi: 10.1109/DRPT.2015.7432602.
- [17] W. D. Stevenson, “Analisis De Sistemas Electricos De Potencia Stevenson,” *Design and Power Quality Improvement of Photovoltaic Power System*, no. C, pp. 391–438, 2006.
- [18] D. Yazdani, M. Mojiri, A. Bakhshai, and G. Joós, “A fast and accurate synchronization technique for extraction of symmetrical components,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 3, pp. 674–684, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2008.2010321.
- [19] M. Savaghebi, J. C. Vasquez, A. Jalilian, and J. M. Guerrero, “Secondary control for compensation of voltage harmonics and unbalance in microgrids,” 2012, doi: 10.1109/PEDG.2012.6253978.

- [20] P. Q. Hurtado and M. Lafoz, "Compensación de desequilibrios en redes eléctricas mediante convertidores electrónicos de potencia y redes de secuencia," *E.T.S.I. Ind. (UPM)*, 2017, doi: 10.2105/AJPH.2013.301744.
- [21] G. Casaravilla and V. Echinope, "Desbalances - Estudio de alternativas para su estimacion," *Inst. Ing. Eléctrica Montevideo-Uruguay*, 2005, [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.12008/21167>.
- [22] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Secondary control scheme for voltage unbalance compensation in an Islanded droop-controlled microgrid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 797–807, 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2181432.
- [23] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Autonomous voltage unbalance compensation in an islanded droop-controlled microgrid," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1390–1402, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2185914.
- [24] S. Hoseinnia, M. Akhbari, M. Hamzeh, and J. M. Guerrero, "A control scheme for voltage unbalance compensation in an islanded microgrid," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 177, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106016.