Control flexible de corriente para sistemas fotovoltaicos con capacidad de operación ante hundimientos de tensión

Presentado por Ingrid Johanna Moreno Celis

Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T) Bucaramanga

Control flexible de corriente para sistemas fotovoltaicos con capacidad de operación ante hundimientos de tensión

Presentado por Ingrid Johanna Moreno Celis Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

> Directora María Alejandra Mantilla Villalobos Doctora en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica Codirector Juan Manuel Rey López Doctor en Ingeniería Electrónica Codirector David Javier Rincón Adarme Magister en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T) Bucaramanga

Dedicatoria

A Dios, por brindarme la vida y la oportunidad de llevar a cabo este trabajo A mis padres, Ana y Jorge, por el apoyo ofrecido durante este proyecto A mis hermanos, Danna, Elkin y Yair, por estar siempre a mi lado A mi abuelo, Marcos, por enseñarme la importancia de la humildad

Agradecimientos

Agradezco a Dios por brindarme fortaleza y guía necesarias para alcanzar con éxito la culminación de este trabajo. Su presencia en cada etapa de mi vida ha sido fundamental. Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mi directora, María Alejandra, por su apoyo incondicional y amabilidad. También, deseo expresar mi gratitud a mis codirectores, Juan Manuel y David por su tiempo en esta investigación.

Quiero manifestar mi profundo agradecimiento al profesor Javier Solano, cuya colaboración hizo realidad mi estadía en Canadá, brindándome la oportunidad de ampliar mis horizontes. Asimismo, quiero agradecer el apoyo y la voluntad inherente de ayudar del profesor Alben Cardenas.

Agradezco a mi familia, por haber sido mi apoyo durante todo este tiempo. También quiero expresar mi gratitud a las personas con las que compartí durante estos años. A Clari, quien compartió risas y lágrimas en esta etapa; a Juan Diego, por ser una fuente constante de motivación; a David, por su compañía; a Cristian y Liliana, quienes fueron aliados en los momentos de pausa y celebraciones.

Un agradecimiento especial a mi hermana Danna y a mis amigas de la vida: Karen, Dayis, Has, Clari y Angie. Su amistad invaluable hicieron parte fundamental para el éxito de este trabajo.

No puedo olvidar a los amigos que me dejó la experiencia en Canadá, especialmente a Alexa, Mafe, Dina, Diego, Daniel, Germán, Milan, Narem, Mónica, David y Tatiana quienes compartieron conmigo momentos inolvidables.

Contenidos

ntroducción	
1. Sistema de generación distribuida conectado a la red	26
1.1. Inversor de potencia	27
1.2. Filtrado de componentes armónicas	29
1.3. Control del inversor de potencia en aplicaciones de DPGS de conexión a la red	30
1.3.1. Generación de la señal de referencia	30
1.3.2. Algoritmo de sincronización	30
1.3.3. Controlador de corriente	31
1.3.3.1. Controlador de tiempo muerto (<i>deadbeat</i>)	32
1.3.3.2. Controlador proporcional resonante (PR)	33
2. Requerimientos para la conexión a la red de sistemas de generación distribuida	36
2.1. Regulaciones internacionales	36
2.2. Hundimientos de tensión (voltage sags)	38
2.3. Capacidad de LVRT	40
3. Generación de la señal de referencia	44
3.1. Generalidades sobre el cálculo de las corrientes de referencia	44
3.2. Diseño de la estrategia de control flexible de corriente generalizada	48
3.2.1. Limitación de la amplitud de la corriente	50
3.2.2. Estrategia de control flexible	51
3.2.2.1. Caso 2	51
3.2.2.2. Casos 3 y 4	52
3.3. Estimación del soporte de tensión	53

3.3.1. Prueba 1	55
3.3.2. Prueba 2	58
4. Resultados de simulación	61
4.1. Configuración y parámetros del sistema	61
4.2. Casos de simulación	61
4.2.1. Condiciones de operación normal: Tensiones en el PCC ideales	63
4.2.2. Condición de falla en la red: Hundimiento Tipo A	64
4.2.3. Condición de falla en la red: Hundimiento Tipo B	66
4.2.3.1. Caso 2	66
4.2.3.2. Caso 3	68
4.2.3.3. Caso 4	69
4.2.4. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo C	70
4.2.4.1. Caso 3	71
4.2.4.2. Caso 4	72
5. Prototipo experimental y resultados	74
5.1. Descripción del prototipo experimental	74
5.1.1. Etapa 1: Fuente AC programable	74
5.1.2. Etapa 2: Fuente de generación	75
5.1.3. Etapa 3: Tableros de conexión	77
5.1.4. Etapa 4: Inversor de potencia	77
5.1.5. Etapa 5: Filtro de conexión a la red	79
5.1.6. Etapa 6: Carga	80
5.1.7. Etapa 7:Sensado y adecuación de señales	80
5.1.8. Etapa 8: Aislamiento y adecuación de señales	81
5.1.9. Etapa 9: Fuentes de alimentación	82
5.1.10. Etapa 10: Sistema de control	83

5.1.10.1. Estrategia de control implementada en la tarjeta d-SPACE 1104	85
5.2. Resultados experimentales	86
5.2.1. Tensiones ideales en el PCC	88
5.2.2. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo A	88
5.2.2.1. Caso 1	88
5.2.2.2. Caso 2	89
5.2.2.3. Caso 3	90
5.2.3. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo B	91
5.2.3.1. Caso 1	91
5.2.3.2. Caso 2	92
5.2.3.3. Caso 3	93
5.2.4. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo C	93
5.2.4.1. Caso 1	94
5.2.4.2. Caso 2	95
5.2.4.3. Caso 3	96
6. Conclusiones	100
6.1. Futuros trabajos	101
6.2. Publicaciones realizadas	102
6.3. Pasantía de Investigación	102
Bibliografía	103

Tablas

Tabla 1.	Técnicas de modulación.	35
Tabla 2.	Categorías y características de las variaciones del valor eficaz de la tensión de corta	
durac	ión.	39
Tabla 3.	Tipos de hundimientos de tensión (sags).	41
Tabla 4.	Estrategias de control para cumplir con el requerimiento de LVRT	47
Tabla 5.	Rangos de k_i^j para los modos estudiados.	55
Tabla 6.	Parámetros de hundimientos de tensión.	55
Tabla 7.	Parámetros de simulación para la estimación de soporte de tensión del sistema	56
Tabla 8.	Parámetros de simulación del sistema	62
Tabla 9.	Lazos de control del sistema	62
Tabla 10	Parámetros hundimientos de tensión.	63
Tabla 11	Parámetros de control seleccionados ante un hundimiento Tipo B.	66
Tabla 12	Parámetros de control seleccionados ante un hundimiento Tipo C.	70

Figuras

Figura 1.	Metodología de la investigación.	22
Figura 2.	Diagrama simplificado de un DPGS conectado a la red.	26
Figura 3.	Diagrama de un inversor de potencia de tres ramas tipo fuente tensión.	28
Figura 4.	Esquema tipo de filtro. (a) L y (b) LCL.	29
Figura 5.	Esquema general de un PLL.	31
Figura 6.	Esquema convencional de un DSOGI-PLL.	32
Figura 7.	Esquema convencional de un SOGI-OSG.	32
Figura 8.	Requerimientos LVRT en diferentes países.	42
Figura 9.	Adaptación de la curva RCI del código de red español.	43
Figura 10.	Diagrama de flujo de la estrategia de control flexible generalizada.	52
Figura 11	. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para estimar las capacidades de so-	
porte o	de tensión.	54
Figura 12.	Resultados de simulación Prueba 1 - Modo 1. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la	
oscila	ción de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.	56
Figura 13.	. Resultados de simulación Prueba 1 - Modo 2. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la	
oscila	ción de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.	57
Figura 14.	Resultados de simulación Prueba 2 - Modo 1. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la	
oscila	ción de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.	58
Figura 15.	. Resultados de simulación Prueba 2 - Modo 2. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la	
oscila	ción de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.	59

- Figura 16. Resultados de simulación bajo condición normal de operación. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de se-cuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.
- Figura 17. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo A. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio
- Figura 18. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo B Caso 2. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.
- Figura 19. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo B Caso 3. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

67

65

- Figura 20. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo B Caso 4.(a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de se-cuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.
- Figura 21. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo C Caso 3. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.
- Figura 22. Resultados de simulación ante un hundimiento tipo C Caso 4. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

Figura 23. Diagrama del prototipo experimental.	75
Figura 24. Fuente AC programable Chroma.	76
Figura 25. Etapa de la fuente de generación (400 Vdc).	76
Figura 26. Fotografía del tablero de conexión.	77
Figura 27. Fotografía del inversor de potencia. (a) Parte frontal. (b) Parte superior	78
Figura 28. Fotografía del filtro de conexión a la red.	79
Figura 29. Carga global. (a) Esquema. (b) Fotografía.	80
Figura 30. Fotografías del sistema de sensado y adecuación de señales. (a) Módulo de co-	
rriente. (b) Sistema total.	81

71

- Figura 31. Esquemático del sistema de aislamiento y adecuación de las señales de conmutación.
- Figura 32. Fotografía del módulo de aislamiento y adecuación de las señales de conmutación. 82
- Figura 33. Fotografía de la fuente de alimentación. (a) Parte frontal. (b) Parte superior. 83
- Figura 34. Fotografía del sistema de control. (a) Tarjeta d-SPACE 1104. (b) Panel de conexión. 84
- Figura 35. Diagrama de la implementación de los algoritmos de control en la tarjeta d-SPACE 1104. 85
- Figura 36. Resultados experimentales en condición normal de operación $P_G = 700W$. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada. 89
- Figura 37. Resultados experimentales en condición normal de operación $P_G = 2000W$. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada. 90
- Figura 38. Resultados experimentales hundimiento Tipo A Caso 1. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e)
 Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada. 91
- Figura 39. Resultados experimentales hundimiento Tipo A Caso 2. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e)
 Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada. 92
- Figura 40. Resultados experimentales hundimiento Tipo A Caso 3. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

- Figura 41. Resultados experimentales hundimiento Tipo B Caso 1. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.
- Figura 42. Resultados experimentales hundimiento Tipo B Caso 2. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.
- Figura 43. Resultados experimentales hundimiento Tipo B Caso 3. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.
- Figura 44. Resultados experimentales hundimiento Tipo C Caso 1. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.
- Figura 45. Resultados experimentales hundimiento Tipo C Caso 2. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.
- Figura 46. Resultados experimentales hundimiento Tipo C Caso 3. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

96

97

98

99

94

Abstract

Title: Flexible current control for photovoltaic systems with the capability to operate during voltage sags

Author: Ingrid Johanna Moreno Celis **

Keywords: Flexible control strategy, inverter-interfaced distributed generators, low-voltage ride-through (LVRT), maximum rated current, voltage sag, voltage support.

Description: Under grid fault conditions, the operating capabilities of the inverter-interfaced distributed generators play a vital role in the stability and reliability of power systems, mainly when there is a high penetration of distributed resources. According to modern grid code requirements, these systems must include a low-voltage ride-through (LVRT) capability to remain connected to the grid and provide ancillary services. The inclusion of these capabilities depends on the control strategy of the inverter, which can be designed according to the functionalities, requirements, and objectives to be achieved during voltage sags. For this purpose, flexible control strategies used to generate the reference current of the inverter are widely considered since they allow the achievement of different control objectives according to the designer's criteria by modifying some control parameters. Therefore, correctly setting these parameters is vital to reach the desired operation. In this context, this document presents the design of a generalized flexible control strategy to provide to provide voltage support to the grid under voltage sags using the maximum inverter power capability. The strategy considers four control parameters whose variation results in different support capabilities to the grid and operation. One of the main contributions of this work is an algorithm that allows studying the flexibility of the control strategy according to the variation of the control parameters. According to the analysis presented, a specific inverter operation can be prioritized within limits established by the grid codes and guarantee the operative restrictions. Simulation results based on MATLAB of the proposed algorithm are presented, allowing for analyzing the system behavior according to the variation of control parameters in the designed control strategy. Likewise, using simulations of the distributed generation system on MATLAB/Simulink, the correct operation of the power inverter was verified according to the objectives established in the designed control strategy under voltage sags and different study cases. Finally, the control strategy developed was implemented in an experimental laboratory prototype, and the

^{*} MSc Thesis

^{**} Faculty of Physic-Mechanical Engineering. Department of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E³T). Director: María Alejandra Mantilla Villalobos, Ph.D. in Engineering.

experimental performance was verified for specific operation cases.

Resumen

Título: Control flexible de corriente para sistemas fotovoltaicos con capacidad de operación ante hundimientos de tensión *

Autor: Ingrid Johanna Moreno Celis **

Palabras clave: Estrategia de control flexible, Generadores distribuidos con interfaz de inversor, Capacidad de soportar hundimientos de tensión (LVRT), máxima corriente nominal, hundimiento de tensión, soporte de tensión.

Descripción: En condiciones de fallas de red, las capacidades operativas de los generadores distribuidos interconectados a la red mediante inversores, juegan un papel importante en la estabilidad y confiabilidad de los sistemas de potencia, principalmente cuando hay una alta penetración de fuentes distribuidas. De acuerdo con los requerimientos de códigos de red modernos, estos sistemas deben incluir la capacidad de soportar hundimientos de tensión (LVRT, por sus siglas en inglés), para permanecer conectados a la red y proveer servicios auxiliares. La inclusión de estas capacidades depende de la estrategia de control del inversor, la cual puede ser diseñada de acuerdo a funcionalidades, requerimientos y objetivos que quieran alcanzarse durante la falla. Para este propósito, las estrategias de control flexible utilizadas para generar la corriente de referencia del inversor son ampliamente consideradas, ya que permiten lograr distintos objetivos de control de acuerdo a los criterios del diseñador mediante la modificación de los parámetros de control. Por lo tanto, el correcto ajuste de estos parámetros es de vital importancia para lograr la operación deseada. En este contexto, este trabajo presenta el diseño de una estrategia de control flexible generalizada para proporcionar soporte a la red ante hundimientos de tensión, utilizando la máxima capacidad del inversor de potencia. La estrategia considera cuatro parámetros de control cuya variación resulta en diferentes capacidades de soporte a la red y operación. Una de las principales contribuciones de este trabajo de investigación es un algoritmo que permite estudiar la operación y comportamiento del sistema en función de la variación de los parámetros de control. De acuerdo con el análisis presentado, se puede priorizar una operación específica del inversor dentro de los límites establecidos por los códigos de red y garantizando el cumplimiento de restricciones operativas. Se presentan resultados de simulaciones realizadas en MATLAB del algoritmo propuesto, los cuales permiten analizar el comportamiento del sistema según la

^{*} Tesis de Maestría

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Directora: María Alejandra Mantilla Villalobos, Doctora en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica.

variación de los parámetros de control de la estrategia diseñada. Asimismo, mediante simulaciones del sistema de generación distribuida en MATLAB/Simulink se corroboró el correcto funcionamiento del inversor de potencia según los objetivos establecidos en la estrategia de control diseñada, ante la ocurrencia de hundimientos de tensión considerando diferentes casos de estudio. Por último, se realizó la implementación de la estrategia de control desarrollada en un prototipo experimental de laboratorio, y se verificó experimentalmente el funcionamiento del sistema para diferentes casos de operación seleccionados.

Introducción

En los últimos años se ha evidenciado un crecimiento en la integración de energías renovables en los sistemas de energía eléctrica, con el fin de abordar los desafíos del cambio climático global y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (Joshi et al., 2021), (Murdock et al., 2021). Los sistemas de generación distribuida (DPGSs, *Distributed Power Generation Systems*) juegan un papel importante en el desarrollo de energías sostenibles y resilientes (IRENA, 2019; Veldhuis et al., 2018), especialmente con recursos de energía renovable. Por lo tanto, estas tecnologías tendrán un impacto positivo en el medio ambiente, reflejado en una reducción adicional de CO_2 .

Este contexto de integración de energías renovables también se evidencia en Colombia, donde se han implementado una serie de incentivos para promover proyectos relacionados con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), tal como lo establece la Ley 1715 de 2014 (MinMinas, 2014). Estos esfuerzos tienen como objetivo principal aumentar la generación de energía a partir de fuentes renovable. Además, leyes como la Ley 2099 de julio 10, 2021 (Transición energética) y la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026) respaldan esta iniciativa.

El informe más reciente de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) correspondiente al año 2022, se destaca que la capacidad instalada de generación fotovoltaica a gran escala representa el 91 % de los proyectos vigentes de generación eléctrica (UPME, 2022). Estos datos resaltan la importancia de la inclusión de energías renovables en el panorama energético de Colombia.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la integración de DPGS puede generar diversos impactos en el funcionamiento de una red eléctrica (Kharrazi et al., 2020; Ma et al., 2019). Estos impactos pueden contribuir de manera positiva o negativa a la estabilidad, la confiabilidad, y la calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios del sistema (Ghosh & Ledwich, 2012;

Howlader et al., 2020).

Específicamente, los hundimientos de tensión representan uno de los desafíos más significativos en lo que respecta a la calidad de energía eléctrica, tanto para las empresas de servicios públicos, como para las industrias de procesos (Melhorn et al., 2005). Estos eventos se caracterizan por una reducción temporal en el valor eficaz (RMS, *Root Mean Square*) de una o varias fases, con magnitudes típicas que oscilan entre 0,1 a 0,9 p.u. Al presentarse un hundimiento de tensión, si los sistemas de generación distribuida no están acondicionados para soportarla, se desconectan de la red de manera simultanea, lo que representa un grave problema en la estabilidad de la red eléctrica. Por lo tanto, diferentes operadores de red alrededor del mundo buscan que los DPGSs permanezcan conectados a la red eléctrica dentro de un rango de operación seguro y proporcionen servicios auxiliares para contribuir a superar la falla.

Para abordar estos desafíos relacionados con la calidad de la energía eléctrica, varios países han implementado códigos de red (GCs, *Grid Codes*) cada vez más estrictos para regular la interconexión de estos sistemas a la red. Estos códigos establecen requerimientos mínimos que que deben cumplirse para contribuir a la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica, especialmente bajo condiciones de fallas en la red (Kharrazi et al., 2020; López et al., 2018; Sufyan et al., 2019).

Uno de los requerimientos, que deben cumplir los DPGS interconectados mediante inversores de potencia, es la capacidad de soportar hundimientos de tensión en la red (LVRT, *Low Voltage Ride Through*). Esta capacidad se encuentra relacionada con situaciones en la que los DPGS deben resistir la perturbación y operar continuamente para evitar pérdida de generación de energía y la ocurrencia de eventos de desconexión en cascada de múltiples DPGS (Al-Shetwi et al., 2018; Camacho et al., 2015a). Además, algunos GCs establecen el requerimiento de inyección de corriente reactiva (RCI, *Reactive Current Injection*) para dar soporte de tensión durante la falla. Este soporte de tensión permite mejorar la estabilidad de la red en tales condiciones.

La literatura ha abordado estos desafíos mediante la implementación de estrategias de control específicas para los DPGS basados en inversores durante la ocurrencia de hundimientos de tensión en la red (Miret et al., 2015). La mayoría de estos trabajos se basan en la descomposición de las señales de tensión y corriente en componentes simétricas, lo cual se ha convertido en el método preferido para la implementación de algoritmos que les permite lograr diferentes objetivos de control. Por ejemplo, los estudios presentados en (Camacho et al., 2014; Miret et al., 2013; Miret et al., 2015) han implementado estrategias de control de potencia reactiva bajo condiciones de red desbalanceadas que se enfocan en el soporte de tensión. Además, en («Positive and Negative Sequence Control Strategies to Maximize the Voltage Support in Resistive-Inductive Grids during Grid Faults», 2018) y (Camacho et al., 2016) desarrollaron una estrategia empleando el método de multiplicador de Lagrange para maximizar la tensión de secuencia positiva. Cabe resaltar, que a su vez permite minimizar la tensión de secuencia negativa, por ende se disminuye el factor de desbalance (VUF, *Voltage Unbalanced Factor*).

Asimismo, varias investigaciones se han centrado en limitar la máxima corriente que puede entregar el inversor de potencia para evitar la desconexión por sobrecorriente y proteger el equipo, como se presenta en (Miret et al., 2012; Rodriguez et al., 2011; Suul et al., 2012; Yang et al., 2014). Por otra parte, investigadores en años recientes se han enfocado en eliminar o disminuir las oscilaciones de potencia activa (Chen et al., 2016; Dehghani Tafti et al., 2018). Estos métodos regulan la relación de las corrientes de referencia por secuencia positiva y negativa, y logran minimizar eficazmente las oscilaciones de potencia activa, reduciendo de esta manera las oscilaciones en la tensión del enlace de corriente continua (DC, por sus siglas en inglés) del inversor.

Entre las estrategias comúnmente empleadas se resaltan las de control flexible, las cuales descomponen las tensiones en el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés) y las corrientes de referencia en componentes simétricas, en los marcos de referencia estático $\alpha\beta 0$ o síncrono dq0, y además, emplean parámetros de control ajustables. Esta descomposición permite controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada a la red a través de las secuencias positiva y negativa de las tensiones y corrientes. Además, el ajuste de las potencias de referencia y los parámetros de control permite el cumplimiento de las restricciones y requisitos de operación, y el logro de diferentes objetivos de control (López et al., 2018), (Garnica et al., 2020; Ji et al.,

2021), como por ejemplo, el requerimiento de inyección de potencia reactiva, la limitación de la máxima corriente inyectada a la red, la reducción de las oscilaciones en la tensión del enlace DC del inversor, entre otros. En (López et al., 2018), se presenta un algoritmo de control flexible que permite maximizar las capacidades del inversor, cumpliendo varios objetivos de control simultáneamente y teniendo en cuenta las restricciones impuestas por el código de red. Sin embargo, no se tiene en cuenta la impedancia de la red. Posteriormente, los mismos autores en (Garnica et al., 2020), presentan un algoritmo de control que garantiza la operación segura del inversor y tiene en cuenta la impedancia de la red para el cálculo de las corrientes de referencia, por lo cual se logra un mejor soporte de tensión en el PCC y se cumplen los objetivos de control planteados. Por último, (Ji et al., 2021) presenta un método para la limitación de corriente que consta de tres partes, que le permite lograr varios objetivos de control considerando las características de la impedancia de la red.

Aunque diversos trabajos han implementado algoritmos de control flexible que brindan servicios auxiliares para contribuir al soporte de tensión durante fallas en la red, se evidencia la falta de estudios del comportamiento del sistema ante la variación o modificación de los parámetros de control ajustables que presentan dichos algoritmos. La variación de los parámetros de control puede dar lugar a diferentes capacidades de soporte y comportamiento del sistema, por lo que establecer estos valores es vital para lograr el funcionamiento deseado. En este sentido, este trabajo de investigación presenta el diseño de una estrategia de control flexible de corriente generalizada, utilizada para incorporar servicios de soporte de tensión para generadores distribuidos interconectados a la red a través de inversores de potencia, durante hundimientos de tensión. La estrategia de control está basada en el esquema presentado en (López et al., 2018), la cual considera cuatro parámetros de control. Este trabajo introduce una generalización de esta estrategia que permite la variación de los parámetros de control, teniendo en cuenta las siguientes restricciones y requerimientos:

- Limitación de la máxima corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) inyectada a la red.
- Utilización de la máxima capacidad del inversor de potencia.
- Cumplimiento del requerimiento RCI de acuerdo a un GC específico.

Además, este trabajo presenta un algoritmo utilizado para identificar las capacidades de soporte de tensión y las características de operación del sistema de acuerdo con la variación de los parámetros de control. Este análisis es desarrollado mediante simulaciones realizadas en Matlab. Asimismo, mediante simulaciones del sistema de generación distribuida en MATLAB/Simulink se corroboró el correcto funcionamiento del inversor de potencia según los objetivos establecidos en la estrategia de control diseñada, ante la ocurrencia de hundimientos de tensión considerando diferentes casos de estudio. Por otra parte, se realizó la adecuación del prototipo de inversor de potencia existente en el laboratorio de integración energética en la sede UIS Guatiguará, para realizar las pruebas experimentales del sistema objeto de estudio de este trabajo de investigación. Entre las tareas se contempló: diseño de pruebas experimentales, interconexión de equipos, etapa de sensado, filtros y sistema de adecuación de señales; y programación de los algoritmos de control, entre otras. La Figura 1 presenta de manera general las etapas de la investigación y el software empleado.



Figura 1. Metodología de la investigación.

Adicionalmente, se resalta que este trabajo de investigación es desarrollo en el marco del

proyecto financiado por Minciencias titulado "Diseño de estrategias alternativas de operación y control para sistemas fotovoltaicos multifuncionales en redes de distribución con alta penetración de energías renovables" código 70416, desarrollado en el marco del "Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microrredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables" contrato 80740-542-2020. El objetivo general de este proyecto es proponer y diseñar estrategias y esquemas alternativos de operación y control para sistemas FV multifuncionales que incluyan compensación de carga y capacidades LVRT ante huecos de tensión de corta duración en redes de distribución con alta penetración de energías renovables.

El documento está constituido por seis capítulos. El Capítulo 1 presenta generalidades sobre los DPGS interconectados a la red por medio de inversores de potencia; el Capítulo 2 expone los requerimientos para la conexión de estos sistemas a la red, los tipos de hundimientos de tensión y las capacidades de LVRT. El Capítulo 3 muestra el diseño de la estrategia de control generalizada para el cálculo de las corrientes de referencia que brinda servicios auxiliares a la red y, el diseño del algoritmo para el análisis del comportamiento del sistema ante la variación de los parámetros de control; el Capítulo 4 exhibe resultados de simulación del inversor conectado a la red bajo los escenarios de operación planteados, los cuales permiten verificar el correcto funcionamiento de la estrategia diseñada; y el Capítulo 5 describe el prototipo experimental empleado para la verificación del comportamiento del sistema y de la estrategia diseñada, y presenta los resultados obtenidos en las pruebas experimentales. Por último, el Capítulo 6 presenta las principales conclusiones y posibles trabajos que podrían dar continuación a esta investigación.

Objetivos y alcance de la tesis

Este trabajo de investigación de maestría aborda el estudio de estrategias de control flexibles para la generación de la corriente de referencia en DPGS interconectados a la red mediante inversores de potencia, ante la ocurrencia de hundimientos de tensión. En relación con lo anterior, este trabajo tiene los siguientes objetivos:

Objetivo general

Diseñar una estrategia de generación de la corriente de referencia para un inversor trifásico conectado a la red con capacidad de LVRT.

Objetivos específicos

- 1. Seleccionar mediante una revisión del estado del arte, algoritmos de control flexible de corriente para inversores trifásicos ante hundimientos de tensión.
- Analizar mediante simulación los algoritmos de control seleccionadas ante diferentes tipos de hundimientos de tensión.
- 3. Establecer una estrategia de generación de corriente de referencia considerando diferentes modos de operación teniendo en cuenta el tipo de hundimiento de tensión.
- 4. Verificar experimentalmente el funcionamiento de la estrategia de generación diseñada.

Contribuciones

La contribución de este trabajo de investigación es el diseño de una estrategia de control flexible generalizada para brindar soporte de tensión durante la ocurrencia de hundimientos de tensión utilizando la máxima capacidad del inversor de potencia. La estrategia considera cuatro parámetros de control cuya variación resulta en diferentes capacidades de soporte de tensión. En este sentido, este trabajo de investigación propone un algoritmo que permite identificar las capacidades de soporte y las características de operación del sistema de acuerdo a la variación de los parámetros de control. La evaluación del sistema de control diseñado se realiza tanto en simulación como de manera experimental. Adicional al trabajo presentado en este documento, se participó en el simposio internacional de electrónica de potencia 2023 IEEE PEDG * con la ponencia titulada: *Flexibilities of a Voltage Support Control Strategy for Grid-Connected Inverter-Interfaced*

^{*} The 2023 IEEE 14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems.

Distributed Generators During Voltage Sags.

1. Sistema de generación distribuida conectado a la red

El avance tecnológico y la protección del medio ambiente han mostrado una tendencia hacia la transición energética, la cual busca la descarbonización del sector eléctrico para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los efectos del cambio climático (Murdock et al., 2021). En este contexto, los sistemas de generación distribuida (DPGS) basados en fuentes renovables son ampliamente favorecidos a nivel mundial, puesto que representan el desarrollo de soluciones energéticas menos contaminantes y son una opción atractiva y eficiente para hacer frente a las crecientes demandas de energía (Blaabjerg et al., 2006).



Figura 2. Diagrama simplificado de un DPGS conectado a la red.

La Figura 2 muestra un esquema simplificado de un generador distribuido trifásico con interfaz de inversor, operando en modo seguidor de red. Este sistema está compuesto por una fuente de energía (por ejemplo, un generador de energía renovable o un sistema de almacenamiento de energía, con una posible unidad de acondicionamiento de energía), un condensador de enlace de DC empleado para desacoplar la fuente de energía y el inversor (Camacho et al., 2015a), un inversor de potencia trifásico, un filtro pasivo para reducir las distorsiones armónicas de alta frecuencia debidos a la conmutación del inversor (Liserre et al., 2005) y el sistema de control. Finalmente, el DPGS se conecta a la red en el punto de acoplamiento común (PCC, *Point of Common Coupling*) y la red de distribución se modela como una fuente de tensión V_g en serie con una impedancia de red equivalente, principalmente inductiva L_g .

El sistema de control del inversor de potencia tiene principalmente tres lazos con las siguientes funcionalidades:

- Un algoritmo de sincronización que estima la frecuencia de la red (ω) y las componentes simétricas de las tensiones en el PCC.
- Un generador de la señal de referencia que calcula las corrientes requeridas para el control de las potencias activa y reactiva a entregar a la red. Además, las capacidades de LVRT y los servicios auxiliares son implementados en este lazo de control. Esta estrategia es presentada en la Sección 3.
- Un controlador de corriente para generar los pulsos de disparo del inversor de potencia de tal manera que las corrientes inyectadas sigan las corrientes de referencia.

A continuación, se listan algunos componentes del sistema de conexión del generador distribuido a la red.

1.1. Inversor de potencia

El inversor de potencia es el elemento encargado de convertir las señales de tipo DC en AC. Para llevar a cabo esta conversión, el inversor de potencia emplea dispositivos semiconductores como IGTB (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) o GTO (*Gate Turn Off Thryrisors*). Los IGBT operan a mayores frecuencias respecto a los GTO, y presentan menores pérdidas de energía. No obstante, los GTO son preferibles en aplicaciones de alta potencia. Además, se encuentran los dispositivos MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistors*), los cuales son idóneos para aplicaciones de baja potencia, y operan más rápidos que los IGBT (Pal et al., 2008).

En un contexto más amplio, los convertidores de potencia juegan un rol importante, ya que facilitan la interconexión de diversos componentes, como sistemas de generación distribuida,

sistemas de almacenamiento, cargas controlables, y la red eléctrica de distribución. Un control adecuado de estos convertidores permite brindar servicios auxiliares, tales como: regulación local de tensión y frecuencia, filtrado activo de potencia, control de potencia activa y reactiva, sincronización con la red, entre otros (Garnica López et al., 2019; Teodorescu et al., 2011).

Además, es importante mencionar que los inversores de potencia pueden clasificarse en: inversor tipo fuente de tensión (VSC, *Voltage Source Converter*), inversor tipo fuente corriente (CSC, *Current Source Converter*), inversor tipo fuente Z (*Z-Source Inverter*) y tipo fuente Quasi-Z (Liu et al., 2014; Mantilla Villalobos, 2016), entre otros. En aplicaciones de generadores fotovoltaicos distribuidos conectados a la red, es común emplear inversores tipo fuente de tensión (VSC). La Figura 3 ilustra la estructura de un convertidor ampliamente utilizado en aplicaciones trifásicas, el cual corresponde al inversor de tres ramas en puente completo (Ghosh & Ledwich, 2012), el cual se emplea en este trabajo de investigación.



Figura 3. Diagrama de un inversor de potencia de tres ramas tipo fuente tensión.

Cabe resaltar que para realizar un adecuado control del inversor de potencia es esencial tener en cuenta los parámetros de la red, tales como, límite de las variaciones de tensión y frecuencia, límite de la máxima corriente a inyectar, factor de desbalance de tensión (VUF, *Voltage* Unbalanced Factor), entre otras (Garnica López et al., 2019).

1.2. Filtrado de componentes armónicas

Los inversores de potencia generalmente se conectan a la red mediante un filtro pasivo tipo L, LC ó LCL, el cual permite atenuar el rizado de alta frecuencia que se genera en las señales debido a la conmutación del inversor (Figueres et al., 2009; Routimo et al., 2007). Los filtros de primer orden (L) suelen ser utilizados en aplicaciones de convertidores de alta frecuencia de conmutación (ver Figura 4 (a)). Cabe mencionar que requieren un valor de inductancia alto (Chen et al., 2016).



Figura 4. Esquema tipo de filtro. (a) L y (b) LCL.

Los filtros de tipo LCL están conformados por una combinación serie-paralelo de inductacias y condensadores. En la Ecuación (1) se presenta la función de transferencia para el filtro LCL (ver Figura 4 (b)), teniendo en cuenta una resistencia de amortiguamiento (R_d) que minimiza las oscilaciones e inestabilidad en el sistema que puede ocasionar un pico en la frecuencia de resonancia (Villa Manrique, 2011).

$$\frac{I(s)}{V_{inv}(s)} = \frac{R_d C s + 1}{s^3 (L_1 L_2 C) + s^2 ((L_1 + L_2) R_d C) + s(L_1 + L_2)}$$
(1)

siendo I(s) la corriente inyectada a la red y $V_{inv}(s)$ la tensión en la salida AC del inversor de potencia, en el dominio de Laplace.

Para este trabajo de investigación, se utiliza un filtro de tipo LCL para la simulación en

el entorno Matlab/Simulink, mientras que para el prototipo experimental se emplea un filtro L de primer orden.

1.3. Control del inversor de potencia en aplicaciones de DPGS de conexión a la red

Tal como se describió anteriormente, el sistema de control del inversor de potencia está conformado principalmente por tres lazos, los cuales se describen a continuación, considerando el modo de operación seguidor de red.

1.3.1. Generación de la señal de referencia

Este componente se encarga de calcular las señales de referencia correspondientes a las corrientes que el inversor de potencia debe inyectar a la red, de acuerdo a las funcionalidades definidas del sistema. Las corrientes de referencia pueden ser obtenidas en los marcos de referencia estáticos *abc* o $\alpha\beta0$, o síncrono *dq*0; y generalmente se emplean las teorías de la potencia instantánea para la determinación de estas señales. Cuando las tensiones en el PCC presentan perturbaciones como los hundimientos de tensión, el inversor de potencia puede ser controlado de acuerdo a distintas funcionalidades, tales como: control de potencia activa y reactiva a intercambiar con la red cumpliendo con requerimientos estipulados en los GC, capacidades de LVRT, entre otras; empleando estrategias de control como las que presentan en la Sección 3.1 de este trabajo. Así mismo, la estrategia de control empleada en este trabajo de investigación será descrita más adelante.

1.3.2. Algoritmo de sincronización

En la mayoría de las aplicaciones de inversores de potencia de conexión a la red, la correcta sincronización con las tensiones trifásicas de la red eléctrica es considerada uno de los aspectos más importantes (Teodorescu et al., 2011). Dentro de los algoritmos de sincronización se encuentran aquellos basados en lazos de seguimiento de fase (PLL, *Phase Locked Loop*), comúnmente empleados en estas aplicaciones. La estructura básica de un PLL comprende un detector de fase (PD, *Phase Detector*), un lazo de filtrado (LF, *Loop Filter*), y un oscilador controlado de tensión



(VCO, Voltage Controlled Oscilator), como se presenta en la Figura 5.



Existen diferentes propuestas de algoritmos basados en PLL, las cuales se basan principalmente en la implementación de los bloques PD y LF (Mojdehipoor & Mardaneh, 2019). Para este trabajo de investigación, se implementó el DSOGI-PLL (*Double Second-Order Generalized Integrator, PLL*). Este algoritmo puede ser empleado para la sincronización cuando se presentan condiciones de desequilibrio y distorsiones en las tensiones de la red (Mojdehipoor & Mardaneh, 2019). El esquema del DSOGI-PLL se presenta en la Figura 6, y consta de las siguientes partes:

- Un DSOGI compuesto por dos SOGI-OSG (SOGI- Orthogonal Signal Generator), ver Figura 7, para eliminar las distorsiones armónicas de baja frecuencia en las tensiones medidas.
- Un detector de secuencia positiva (*PSC*, *Positive Sequence Calculator*) que extrae las tensiones de secuencia positiva.
- Un SRF-PLL (Synchronous Reference Frame-PLL) que estima el ángulo de fase y la frecuencia de las tensiones de secuencia positiva de la componente fundamental.

1.3.3. Controlador de corriente

El controlador de corriente se emplea con el fin de determinar las señales de conmutación de los dispositivos semiconductores del inversor, lo cual permite que las señales de corriente a inyectar a la red sigan las señales de referencia. En este trabajo se analizan dos estrategias de control de corriente: el controlador de tiempo muerto (*deadbeat*) y el controlador proporcional resonante (PR) amortiguado (Teodorescu et al., 2011), (Cáceres et al., 2010).



Figura 6. Esquema convencional de un DSOGI-PLL.



Figura 7. Esquema convencional de un SOGI-OSG.

1.3.3.1. Controlador de tiempo muerto (*deadbeat*). Esta técnica se utiliza para predecir la tensión a la salida del inversor de potencia con el fin de llevar el error de corriente a cero al final del período de conmutación (Suárez, 2007). Cabe resaltar que el controlador de tiempo muerto se consideró cuando se utilizó el filtro inductivo de primer orden para la conexión a la red. Basado en un inversor trifásico con filtro inductivo conectado a la red (Cáceres et al., 2010), el modelo discreto se encuentra dado por (2).

$$\begin{pmatrix} V_{inva}(k) \\ V_{invb}(k) \\ V_{invc}(k) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_a + V_a(k) \\ \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_b + V_b(k) \\ \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_c + V_c(k) \end{pmatrix}$$
(2)

Donde:

$$\Delta I_j = \begin{bmatrix} i_j^*(k) - i_j(k) \end{bmatrix} \qquad para \qquad j = a, b, c \tag{3}$$

En (2), Vinv representa la tensión de salida del inversor, L la inductancia del filtro de cone-

xión a la red, T_{sw} corresponde al periodo de conmutación, y *V* corresponde a la tensión de fase en el PCC. Por otra parte, en (3), *i*^{*} representa la corriente de referencia e *i* es la corriente inyectada a la red.

Es importante destacar que (2) representa la tensión de referencia del inversor en cada periodo de conmutación, la cual es sintetizada posteriormente mediante una técnica de modulación de lazo abierto, que determina las señales de conmutación del inversor de potencia.Para obtener una visión más detallada de este proceso, se sugiere consultar (Cáceres et al., 2010).

Cabe señalar que en la parte experimental de este trabajo de investigación se empleó el controlador *deadbeat*.

1.3.3.2. Controlador proporcional resonante (PR). El controlador proporcional resonante (PR) busca lograr un error en estado estable cero para señales sinusoidales de referencia a la frecuencia a la cual es sintonizado, la cual representa una de las principales ventajas respecto al controlador proporcional integral (PI) convencional (por la dinámica del término integral) (Teodorescu et al., 2011). En este sentido, el controlador resonante presenta una ganancia infinita en su frecuencia de resonancia y obtiene como salida una señal periódica al ritmo de la frecuencia resonante.

A nivel matemático, y en el domino de Laplace, el controlador PR se define según la expresión presentada en (4), considerando un caso ideal.

$$G_{PR}(s) = K_P + \frac{sK_i}{s^2 + \omega_0^2} \tag{4}$$

En este caso se proporciona una ganancia infinita a la frecuencia ω_0^2 . Este comportamiento puede provocar problemas como desestabilizar un sistema dinámico. Para evitar este problema, se puede añadir un término de amortiguamiento (*damping*) que limita la ganancia del controlador y ensancha la campana de resonancia (menor sensibilidad a ligeras variaciones de frecuencia), como se presenta en (5). En este trabajo se emplea un controlador PR amortiguado para el sistema implementado en el entorno Matlab/Simulink.

$$G_{PRA}(s) = K_P + \frac{sK_i}{s^2 + s\omega_a + \omega_0^2}$$
(5)

donde:

- *K_P*: Ganancia proporcional. Determina la dinámica del controlador.
- K_i : Ganancia resonante. Determina la amplitud de ganancia a la frecuencia deseada.
- ω_0 : Frecuencia de resonancia.
- ω_a : Representa el ancho de la campana de resonancia.

Al igual que el controlador *deadbeat*, el controlador PR amortiguado requiere una estrategia de modulación para sintetizar la tensión obtenida a su salida.

Las estrategias de modulación permiten controlar el ancho de los pulsos de disparo requeridos por el inversor de potencia, de tal manera que el valor medio de la señal de tensión generada por este, sea igual al valor medio de la señal de referencia de tensión en cada periodo de conmutación ((Mantilla Villalobos, 2016),(Trzynadlowski et al., 1994)). La Tabla 1 presenta tres estrategias de modulación para esta topología de inversor: la modulación por ancho de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*), la modulación por ancho de pulso con señal de referencia sinusoidal (SPWM, *Sinusoidal PWM*), y la modulación vectorial (SVM, *Space Vector Modulation*)((Mantilla Villalobos, 2016),(Wu & Narimani, 2017)).

Tabla 1. Técnicas de modulación.

Técnicas	Observaciones
PWM	Esta técnica busca controlar el ancho de los pulsos de disparo de los dispositivos semiconductores de potencia, a través de comparar una señal de referencia con una onda portadora triangular o diente de sierra.
SPWM	Esta estrategia de modulación genera los pulsos de disparo de los in- terruptores de potencia del inversor, mediante la comparación de una señal sinusoidal denominada moduladora o de referencia, respecto a una señal triangular (la mayoría de veces) o diente de sierra, denomi- nada señal portadora.
Vectorial	La modulación vectorial es una técnica avanzada de síntesis de ten- siones a la salida del inversor basada en la representación vectorial de las mismas. Esta técnica permite disminuir las pérdidas por con- mutación y la distorsión armónica de la señal de salida.

2. Requerimientos para la conexión a la red de sistemas de generación distribuida

La conexión a la red de sistemas de generación distribuida representa un paso fundamental en la transición hacia un suministro de energía más diversificado y sostenible. Para garantizar la operación segura y eficiente de estos sistemas, es esencial establecer una serie de requerimientos que regulen su integración con la infraestructura eléctrica existente. En este contexto, este documento aborda algunos de los requisitos necesarios para la conexión segura de estos sistemas a la red, considerando regulaciones internacionales, aspectos normativos y operativos que son fundamentales para la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica.

2.1. Regulaciones internacionales

Los requisitos de conexión a la red para los DPGS son impuestos para garantizar la seguridad y la transferencia fluida (continua) de la energía eléctrica a la red, especialmente en condiciones de falla (Yang et al., 2015). Estos requisitos se actualizan y se revisan en función del nivel de desarrollo y la penetración de los DPGS, y se emiten en forma de códigos de red estándar de tal manera que puedan ser adoptados por varios países. Entre las nuevas demandas, se solicita que los sistemas de generación de energía soporten fallas de corta duración y brinden servicios de soporte a la red en caso de falla.

Varios organismos internacionales desarrollan estándares mediante los cuales recomiendan requerimientos de operación para los DPGS. Entre estos organismos se encuentran: IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) en Estados Unidos, IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) en Suiza, y DKE (Comisión Alemana de Tecnologías Eléctricas, Electrónicas y de la Información de DIN y VDE) en Alemania (Teodorescu et al., 2011).

A continuación, se presentan algunas de las regulaciones internacionales más relevantes que deben ser abordadas por la tecnología de generadores distribuidos interconectados a la red mediante inversores.
- IEEE 1547 Interconexión de generación distribuida («IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces», 2018): Consiste en un estándar de interconexión que se pueda aplicar a todas las tecnologías de generación distribuida, realizado por el SCC21 (Standards Coordinating Committee 21). Este estándar incluye requerimientos generales, respuesta a condiciones anormales, calidad de la energía, aislamiento de prueba, producción, puesta en servicio y pruebas periódicas de la instalación. Es importante resaltar que este estándar establece requisitos necesarios para la correcta interconexión de sistemas de generación distribuida con la red eléctrica, y su principal objetivo es garantizar tanto la seguridad como la calidad de la energía suministrada.
- IEC 61727 SFV: Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica (Lee et al., 2015): Este estándar, aplicable específicamente a los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red a través de inversores de potencia para la conversión de DC a AC, establece los requisitos fundamentales para la interconexión de sistemas fotovoltaicos al sistema de distribución. En este contexto, se definen parámetros importantes, como la calidad de la energía, la protección contra sobretensiones y la seguridad, con el objetivo de garantizar una operación confiable y segura de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. En resumen, la norma IEC 61727 desempeña un papel fundamental al estandarizar y simplificar la incorporación de la energía solar en las redes eléctricas existentes.
- VDE 0126-1-1 Seguridad (Teodorescu et al., 2011): Esta norma es alemana y regula la conexión de sistemas de generación de energía fotovoltaica a la red. Esta norma establece una serie de requisitos técnicos para garantizar una interconexión segura y eficiente de los sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica nacional. Algunos de los aspectos claves que aborda la norma VDE 0126-1-1 incluyen:

- 1. Requisitos técnicos para la conexión a la red.
- 2. Normativas de seguridad para la operación de sistemas fotovoltaicos.
- 3. Protección contra sobretensiones y desconexión automática en caso de fallas en la red.
- 4. Normas para la instalación y puesta en servicio de sistemas fotovoltaicos.

En resumen, la norma VDE 0126-1-1 tiene como objetivo garantizar que los SFV se conecten a la red de manera segura y eficiente, y que cumplan con los estándares de calidad.

IEC 61000 - Compatibilidad electromagnética (EMC – Baja frecuencia) («IEEE Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF)», 2019):
 Este estándard se enfoca en limitar la distorsión de la corriente inyectada en el sistema de suministro público y en controlar las fluctuaciones de tensión y baja frecuencia en la red.
 Especifica los límites de los cambios de tensión que puede producir un equipo probado en condiciones específicas y brinda orientación sobre los métodos de evaluación.

Estas regulaciones internacionales son fundamentales para garantizar la seguridad, la calidad de la energía y la confiabilidad del sistema de potencia.

2.2. Hundimientos de tensión (voltage sags)

Los sistemas de energía modernos son cada vez más susceptibles a la calidad de la energía suministrada. Esto se debe, en parte, a la tecnología de la electrónica de potencia, que abarca una amplia gama de componentes, como sensores y actuadores inteligentes, que pueden resultar altamente susceptibles a diversos fenómenos electromagnéticos. Entre estas perturbaciones se incluyen variaciones de tensión, desviaciones de frecuencia, distorsión armónica, desbalance, entre otras perturbaciones (Chattopadhyay et al., 2011).

El estándar IEEE 1159TM-2019 («IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality», 2009), indica que las variaciones de tensión de corta duración son causadas principalmente por condiciones de falla, energización de grandes cargas y/o conexiones intermitentes en el cableado de alimentación. Cabe resaltar, que la falla puede causar aumentos temporales de tensión, hundimientos de tensión o pérdida total, según las condiciones del sistema y la ubicación de la falla.

Tabla 2. Categorías y características de las variaciones del valor eficaz de la tensión de corta duración.

Categorías	Duración típica	Magnitud de ten- sión típica
Instantáneas		
Sag	0,5-30 ciclos	0,1-0,9 p.u.
Swell	0,5-30 ciclos	1,1-1,8 p.u.
Momentáneas		
Interrupción	0,5 ciclos -3 s	< 0,1 p.u.
Sag	30 ciclos -3 s	0,1-0,9 p.u.
Swell	30 ciclos -3 s	1,1-1,4 p.u.
Temporales		
Interrupción	> 3 s- 1 min	< 0,1 p.u.
Sag	> 3 s- 1 min	0,1-0,9 p.u.
Swell	> 3 s- 1 min	1,1-1,2 p.u.

Dentro de los diversos problemas de calidad de energía eléctrica, los hundimientos de tensión destacan como el evento más común que ocurre en los sistemas de energía eléctrica y es el principal desafío en la industria (Garnica López et al., 2019). Los hundimientos de tensión están caracterizados por la reducción temporal en el voltaje eficaz (rms) de una o varias fases. Por lo general, la magnitud de una caída de tensión típica oscila en el rango de 0,1 - 0,9 pu. La Tabla 2 adaptada de (Garnica López et al., 2019), proporciona una clasificación y características típicas de estos fenómenos electromagnéticos en los sistemas de potencia, particularmente las variaciones del valor efizaz de la tensión de corta duración.

La clasificación de los hundimientos de tensión se presenta en (Bollen, 2000), y se divide en hundimientos Tipo A para fallas simétricas y tipos B y C, para fallas asimétricas. El diagrama fasorial y las forma de onda características de los tipos de hundimientos son presentadas en la Tabla 3, y se describen a continuación.

- Hundimiento Tipo A: se refiere a una caída de tensión en magnitud que afecta a las tres fases por igual, es decir, hace referencia a una falla de tipo trifásica.
- Hundimiento Tipo B: se caracteriza por una disminución de tensión que afecta principalmente a una de las fases, lo que indica una falla monofásica.
- Hundimiento Tipo C: implica una disminución de tensión en magnitud y un cambio en el ángulo de fase para dos de las fases del sistema, lo que señala una falla bifásica.

2.3. Capacidad de LVRT

La integración a gran escala de los DPGS en la red eléctrica conlleva diversos retos que deben ser analizados y se busca que estas plantas contribuyan a mantener la estabilidad, confiabilidad y calidad de la red eléctrica. Uno de los problemas que se presenta actualmente en los sistemas de distribución con alta penetración de energías renovables ante la ocurrencia de fallas de corta duración, es que, si los DGPS interconectados a base de inversores de potencia no cuentan con un control adecuado, estos se desconectan de la red durante un período y vuelven a conectarse cuando se solucione la falla. Por lo tanto, podría generarse un efecto cascada, en el cual múltiples DPGS se desconectan simultáneamente y esto podría provocar problemas graves en la estabilidad de la red (Haidar & Julai, 2019), (Honrubia-Escribano et al., 2018). Por esta razón, varios países regulan la conexión a la red de estos sistemas mediante sus propios GC (Sosa et al., 2016), (Robles et al., 2019), incorporando la capacidad de soportar hundimientos de tensión (LVRT, *Low-Voltage Ride-through*). Esto implica que el sistema debe permanecer conectado durante las condiciones de falla y proporcioinar soporte de tensión a la red (Camacho et al., 2015b).

La Figura 8 ilustra el requisito de LVRT en varios GC, los cuales varían de un país a otro y según el operador de red (Al-Shetwi et al., 2018). Se observa que los códigos de red de Italia y Alemania son más estrictos, exigiendo que los SFV permanezcan conectados a la red incluso si la



Tabla 3. Tipos de hundimientos de tensión (sags).

tensión en el PCC disminuye a cero durante un periodo de menos de 0,15 [s]. Cabe resaltar, que los SFV pueden desconectarse de la red eléctrica en caso de que la tensión se encuentre en el área bajo la curva estipulada por el código de red.

Los códigos de red demandan que los SFV brinden soporte de tensión para mejorar la confiabilidad de la red durante la ocurrencia de fallas. Esto implica la inyección de corriente reactiva cuando la tensión en el PCC disminuye, es decir, este requisito ayuda a respaldar la red mitigando



Figura 8. Requerimientos LVRT en diferentes países.

el hundimiento de tensión en la medida de lo posible. Es importante destacar que los parámetros de la curva RCI varían dependiendo de la normativa de cada país. La Figura 9 muestra el requerimiento de corriente reactiva presentado en (López et al., 2018), el cual es una adaptación del código de red español. En este sentido, en (6) se presenta el requerimiento mínimo de inyección de corriente reactiva de secuencia positiva $I_{q GC}^+$ que el inversor debe suministrar durante un hundimiento de tensión, es decir, para cumplir con el requerimiento RCI presentado en la Figura 9.

$$I_{q\ GC}^{+} = \begin{cases} 0.9 & p.u. \quad 0.00 \le V^{+} \le 0.50 \ p.u. \\ -2.57V^{+} + 2.19 & p.u. \quad 0.50 < V^{+} < 0.85 \ p.u. \\ 0 & p.u. \quad 0.85 \le V^{+} \le 1.10 \ p.u. \end{cases}$$
(6)



Figura 9. Adaptación de la curva RCI del código de red español.

3. Generación de la señal de referencia

En este capítulo se presenta el diseño de una estrategia de control flexible generalizada para proporcionar soporte a la red ante hundimientos de tensión, empleando la máxima capacidad del inversor de potencia. Esta estrategia considera cuatro parámetros de control cuya variación resulta en diferentes capacidades de soporte a la red y operación del sistema. Además, se presenta un algoritmo que permite estudiar la operación y el comportamiento del sistema en función de la variación de los parámetros de control, mediante simulaciones en el software MATLAB.

A continuación, se presentan generalidades sobre las estrategias de generación de la señal de referencia considerando la inclusión de capacidades de LVRT, y se detallan tanto la estrategia de control generalizada como el algoritmo propuesto.

3.1. Generalidades sobre el cálculo de las corrientes de referencia

Las señales de referencia corresponden a las corrientes que debe inyectar el inversor de potencia a la red, de tal manera que se cumplan las funcionalidades para las cuales el sistema fue diseñado. Por esta razón, la estrategia para la generación de las corrientes de referencia es un tema clave en el diseño de inversores de potencia de conexión a la red. Bajo perturbaciones en el PCC tales como hundimientos de tensión, el inversor puede ser controlado de diferentes maneras de acuerdo a las funcionalidades que se requieran y a los requerimientos establecidos por los códigos de red. Para la inclusión de capacidades de LVRT, pueden ser utilizados los algoritmos de control flexible de corriente para el cálculo de la señal de referencia de corriente, puesto que permite la inyección de distintas cantidades de potencia activa y reactiva a través de las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes inyectadas. Esto permite lograr distintos objetivos como: cumplir con los requerimientos estipulados en los GC, atenuar las oscilaciones de potencia activa, brindar soporte de tensión a la red en el PCC, limitar la máxima inyección de corriente, entre otros (Teodorescu et al., 2011)-(Camacho et al., 2015a).

En (Teodorescu et al., 2011) se presentan algunas estrategias de control empleadas para el cálculo de las corrientes de referencia, las cuales fueron diseñadas considerando la forma de onda de las corrientes inyectadas y el comportamiento de la potencia instantánea entregada por el inversor:

- Control de potencia activa-reactiva instantáneo IARC (*Instantaneous Active Reac-tive Control*): La estrategia IARC presenta grandes ventajas en términos de controlabilidad de potencia. Sin embargo, cuando se presentan tensiones desbalanceadas en el PCC, no es la estrategia más adecuada para generar corrientes de referencia debido a que estas son distorsionadas y puede generar problemas adicionales como un mayor deterioro de la calidad de la señal de tensión de la red en el PCC.
- Control de secuencia positiva-negativa PNSC (*Positive- and Negative-Sequence Control*): La estrategia PNSC se encarga del cálculo del vector de corriente de referencia que tiene componentes de secuencia positiva y negativa, las cuales permiten cancelar las oscilaciones en las potencias instantáneas inyectadas a la red.
- Control de potencia activa-reactiva promedio AARC (Average Active-Reactive Control): La estrategia AARC calcula el valor promedio de la conductancia (G) y la susceptancia (B) instantáneas durante un periodo de la red, para así posteriormente determinar la referencia para los vectores de corriente activa y reactiva. Dado que G y B son constantes, la forma de onda de tensión tiende a ser monótonamente proporcional a la de corriente.
- Control balanceado de secuencia positiva BPSC (*Balanced Positive-Sequence Control*): El objetivo de la estrategia BPSC es inyectar a la red corrientes sinusoidales balanceadas, pero únicamente con componente de secuencia positiva. Sin embargo, las potencias instantáneas activa y reactiva presentarán oscilaciones cuando se tengan condiciones de red desbalanceadas.

Las estrategias descritas anteriormente no son consideradas estrategias de control flexibles, sin embargo, son la base para la implementación de las estrategias flexibles. Dichas estrategias permiten la inclusión de nuevas funcionalidades de operación ante fallas, teniendo en cuenta capacidades de LVRT y los requerimientos establecidos en los GC, entre otros aspectos. En la tabla 3.1 se presenta una comparación de recientes estrategias de control desarrolladas basadas en distintas características.

Estrategia de control	Ventajas	RCI GC	Complejidad
(Garnica et al., 2020)	Presenta una estrategia de control óptimo basada en la impedancia de la red y las características del hundimien- to para mejorar el soporte de tensión y evitar desconexio- nes del DPGS, mientras limita la corriente a inyectar del inversor de potencia.	Х	Baja
(Miret et al., 2013)	Propone una estrategia de control que ayuda a restaurar los hundimientos de tensión, mediante la inyección de co- rriente reactiva con un ajuste variable entre las secuencias positiva y negativa. En esencia, este enfoque se centra en dos parámetros clave: la referencia de potencia reactiva y un parámetro que equilibra la inyección de potencia reac- tiva a través de ambas secuencias.	Χ	Baja
(Miret et al., 2012)	Propone un controlador para un inversor fotovoltaico tri- fásico que garantiza valores pico mínimos en las corrien- tes inyectadas en la red durante la ocurrencia de hundi- mientos de tensión. A partir del análisis del sistema, se presenta un método de diseño para establecer los pará- metros del esquema de control, lo que ayuda a evitar des- conexiones no deseadas debido a sobrecorrientes.	X	Baja
(Camacho et al., 2015a)	Mejora la capacidad de LVRT limitando la corriente a un valor seguro. Así mismo tiene la capacidad de balancear las componentes de las potencias activa y reactiva instan- táneas inyectadas mediante corrientes de secuencia posi- tiva y negativa simultáneamente. Presenta altas oscilacio- nes en las potencias inyectadas.	х	Medio

(Castilla et al., 2014)	Permite la inyección de potencia activa y reactiva (no si- multáneamente). El cálculo de la referencia de potencia reactiva está basado en la impedancia de red y en las re- ferencias de las tensiones de secuencia para el soporte de tensión.	\checkmark	Medio
(Guo et al., 2017)	Presenta una estrategia de control novedosa que limita la corriente para lograr una regulación flexible de las po- tencias activa y reactiva. En otras palabras, propone una solución en la que se sustituye la referencia de potencia por una referencia de corriente. Sin embargo, debido a que se da preferencia a la limitación de corriente, se de- ben seleccionar valores específicos de los parámetros de control para coincidir con las potencias de referencia.	Х	Medio
(Miret et al., 2019)	Permite la inyección flexible de potencia reactiva, mien- tras evita sobretensiones en las fases que no presentan falla. Usa un controlador PI en una red que es altamente no lineal.	\checkmark	Baja
(López et al., 2018)	Tiene en cuenta la inyección de corriente reactiva de acuerdo a los códigos de red, elimina las oscilaciones de potencia activa instantánea y presenta un algoritmo de control flexible que maximiza las capacidades del inver- sor ante diferentes tipos de hundimientos de tensión	\checkmark	Medio
(Çelík & Meral, 2019)	Presenta una estrategia robusta y flexible de potencia que logra la reducción de oscilaciones en las potencias acti- va y reactiva instantáneas. De igual manera, presenta una rápida respuesta y robustez bajo hundimientos de tensión	X	Medio
(Castilla et al., 2020)	Propone un esquema para evitar problemas de sobreten- sión, permitiendo un control flexible de las oscilaciones de potencia y cumpliendo con los requerimientos de los códigos de red.	\checkmark	Medio



3.2. Diseño de la estrategia de control flexible de corriente generalizada

Esta sección presenta el diseño de una estrategia de control flexible generalizada, partiendo de la estrategia presentada en (López et al., 2018). La estrategia diseñada busca permitir la variación de los parámetros de control considerando los siguientes objetivos:

- El DPGS debe cumplir con el requerimiento de inyección de corriente reactiva de acuerdo con la Figura 9.
- 2. El DPGS debe suministrar la máxima corriente posible a la red durante el hundimiento de tensión.
- 3. Las amplitudes de las corrientes de fase inyectadas son limitadas a la corriente nominal del inversor *Inom*.
- 4. El DPGS debería inyectar la máxima potencia activa de acuerdo a la potencia generada P_G . Cuando esta potencia no puede ser inyectada debido al cumplimiento de los anteriores objetivos, se aplicará una reducción en la potencia activa (APC, *Active Power Curtailment*).

La principal diferencia de esta estrategia de control respecto a la presentada en (López et al., 2018), es que este trabajo de investigación no busca eliminar las oscilaciones en la potencia activa instantánea, por eso las oscilaciones de tensión en el enlace de DC son permitidas. A partir de esta premisa se permite la variación de los cuatro parámetros de control de la estrategia presentada en (López et al., 2018). Sin embargo, para permitir esta variación, se requiere generalizar algunas de las ecuaciones presentadas en dicho trabajo.

Inicialmente, las tensiones instantáneas de fase en el PCC pueden ser caracterizadas como la suma de sus componentes de secuencia simétricas positiva, negativa y cero (Miret et al., 2013). Sin embargo, considerando un sistema de 3 hilos se desprecia la componente de secuencia cero. Por medio de la transformación de Clarke, estas tensiones en el PCC pueden expresarse en el marco $\alpha\beta$ como:

$$v_{\alpha} = v_{\alpha}^{+} + v_{\alpha}^{-} = V^{+} cos(\omega t + \varphi^{+}) + V^{-} cos(\omega t + \varphi^{-})$$

$$v_{\beta} = v_{\beta}^{+} + v_{\beta}^{-} = V^{+} sin(\omega t + \varphi^{+}) - V^{-} sin(\omega t + \varphi^{-})$$
(7)

donde v_{α} y v_{β} son las tensiones en el marco $\alpha\beta$, v_{α}^+ , v_{β}^+ y v_{α}^- , v_{β}^- corresponden a las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el marco $\alpha\beta$, respectivamente. V^+ y V^- son las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión, respectivamente, ω es la frecuencia angular de la red y φ es el ángulo de fase entre las componentes de secuencia positiva y negativa, expresado en la Ecuación (8).

$$\varphi = \cos^{-1} \left(\frac{v_{\alpha}^+ v_{\alpha}^- - v_{\beta}^+ v_{\beta}^-}{V^+ V^-} \right) \tag{8}$$

Una vez se ha caracterizado adecuadamente la caída de tensión en el PCC, se procede a emplear el esquema de las corrientes de referencia flexible propuesto en (López et al., 2018). Este esquema se encuentra definido en función de: las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC y sus amplitudes, las referencias de potencia activa P^* y potencia reactiva Q^* , y los parámetros de control k_p^+ , k_p^- , k_q^+ y k_q^- que se usan para definir las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes de referencia, tal como se presenta en (9).

$$i_{\alpha}^{*} = \frac{2}{3} \left(\frac{k_{p}^{+} v_{\alpha}^{+} + k_{p}^{-} v_{\alpha}^{-}}{k_{p}^{+} (V^{+})^{2} + k_{p}^{-} (V^{-})^{2}} P^{*} + \frac{k_{q}^{+} v_{\beta}^{+} + k_{q}^{-} v_{\beta}^{-}}{k_{q}^{+} (V^{+})^{2} + k_{q}^{-} (V^{-})^{2}} Q^{*} \right)$$

$$i_{\beta}^{*} = \frac{2}{3} \left(\frac{k_{p}^{+} v_{\beta}^{+} + k_{p}^{-} v_{\beta}^{-}}{k_{p}^{+} (V^{+})^{2} + k_{p}^{-} (V^{-})^{2}} P^{*} - \frac{k_{q}^{+} v_{\alpha}^{+} + k_{q}^{-} v_{\alpha}^{-}}{k_{q}^{+} (V^{+})^{2} + k_{q}^{-} (V^{-})^{2}} Q^{*} \right)$$
(9)

Las variables I_p^+ , I_p^- , I_q^+ y I_q^- representan las amplitudes de las corrientes de referencia de secuencia positiva y negativa en relación a las potencias activa y reactiva. Por lo tanto, las corrientes de referencia pueden reescribirse a partir de (9) y (10), como se presenta en (11).

$$I_{p}^{+} = \frac{2}{3} \frac{k_{p}^{+} V^{+}}{k_{p}^{+} (V^{+})^{2} + k_{p}^{-} (V^{-})^{2}} P^{*} \qquad I_{p}^{-} = \frac{2}{3} \frac{k_{p}^{-} V^{-}}{k_{p}^{+} (V^{+})^{2} + k_{p}^{-} (V^{-})^{2}} P^{*}$$

$$I_{q}^{+} = \frac{2}{3} \frac{k_{q}^{+} V^{+}}{k_{q}^{+} (V^{+})^{2} + k_{q}^{-} (V^{-})^{2}} Q^{*} \qquad I_{q}^{-} = \frac{2}{3} \frac{k_{q}^{-} V^{-}}{k_{q}^{+} (V^{+})^{2} + k_{q}^{-} (V^{-})^{2}} Q^{*} \qquad (10)$$

$$i_{\alpha}^{*} = I_{p}^{+} \left(\frac{v_{\alpha}^{+}}{V^{+}}\right) - I_{p}^{-} \left(\frac{v_{\alpha}^{-}}{V^{-}}\right) + I_{q}^{+} \left(\frac{v_{\beta}^{+}}{V^{+}}\right) + I_{q}^{-} \left(\frac{v_{\beta}^{-}}{V^{-}}\right)$$

$$i_{\beta}^{*} = I_{p}^{+} \left(\frac{v_{\beta}^{+}}{V^{+}}\right) - I_{p}^{-} \left(\frac{v_{\beta}^{-}}{V^{-}}\right) - I_{q}^{+} \left(\frac{v_{\alpha}^{+}}{V^{+}}\right) - I_{q}^{-} \left(\frac{v_{\alpha}^{-}}{V^{-}}\right)$$

$$(11)$$

Finalmente, basado en (10), las amplitudes de las corrientes de secuencia negativa pueden ser expresadas en términos del factor de desbalance de tensión ($VUF = V^-/V^+$) y de las amplitudes de corriente de secuencia positiva como sigue:

$$I_{p}^{-} = \frac{k_{p}^{-}V^{-}}{k_{p}^{+}V^{+}}I_{p}^{+} = dI_{p}^{+} \quad I_{q}^{-} = \frac{k_{q}^{-}V^{-}}{k_{q}^{+}V^{+}}I_{q}^{+} = aI_{q}^{+}$$
(12)

donde:

$$d = \frac{k_p^- V^-}{k_p^+ V^+} \quad a = \frac{k_q^- V^-}{k_q^+ V^+} \tag{13}$$

3.2.1. Limitación de la amplitud de la corriente

Como se mencionó anteriormente, uno de los objetivos de la estrategia de control consiste en limitar la amplitud de las corrientes de fase inyectadas a la red, para garantizar su operación segura ante fallas de red. En este trabajo, este valor fue seleccionado como la corriente máxima permitida por el inversor (I_{nom}), con el fin de hacer uso de su máxima capacidad.

La máxima amplitud de fase de cada corriente puede ser obtenida usando (7) en (11) y aplicando la transformada inversa de Clarke. Las amplitudes resultantes se presentan en (14), (15) y (16), y son función de las componentes de secuencia positiva y negativa de la corriente.

$$I_a^2 = (I_p^{+2} + I_q^{+2}) + (I_p^{-2} + I_q^{-2}) + 2A\cos(\varphi) + 2B\sin(\varphi)$$
(14)

$$I_b^2 = (I_p^{+2} + I_q^{+2}) + (I_p^{-2} + I_q^{-2}) + 2A\cos(\varphi - 2\pi/3) + 2B\sin(\varphi - 2\pi/3)$$
(15)

$$I_c^2 = (I_p^{+2} + I_q^{+2}) + (I_p^{-2} + I_q^{-2}) + 2A\cos(\varphi + 2\pi/3) + 2B\sin(\varphi + 2\pi/3)$$
(16)

donde $A = I_p^+ I_p^- - I_q^+ I_q^-$ y $B = I_q^+ I_p^- + I_p^+ I_q^-$. Definiendo $x = \varphi + \varphi_{abc}$, donde la variable φ_{abc} toma valores de $0, -2\pi/3, 2\pi/3$ para las fases a, b, c, respectivamente; la amplitud de la máxima corriente corresponde con el valor de φ_{abc} que maximiza la función descrita en la Ecuación (17).

$$I_{max} = \sqrt{(I_p^{+2} + I_q^{+2}) + (I_p^{-2} + I_q^{-2}) + 2A\cos(x) + 2B\sin(x)}$$
(17)

 I_{max} es limitada a la corriente nominal del inversor de potencia (I_{nom}) para evitar desconexiones por sobrecorriente o daños. En este sentido, cuando I_{nom} es excedida, una reducción de potencia activa debe ser aplicada. Este proceso es explicado en la siguiente sección.

3.2.2. Estrategia de control flexible

La Figura 10 muestra el diagrama de flujo del algoritmo de control propuesto en este trabajo de investigación. Este algoritmo permite calcular las corrientes de referencia del inversor sin limitar los valores de los parámetros de control k_p^+ , k_p^- , k_q^+ y k_q^- a unos valores específicos.

El algoritmo presenta cuatro casos diferentes, los cuales dependen de la profundidad del hundimiento de tensión y de la limitación de la amplitud de la corriente inyectada. El primer caso corresponde al sistema bajo condiciones de operación normal. Por otro lado, los casos 2, 3, o 4 ocurren cuando un hundimiento de tensión es detectado.

Las entradas del algoritmo corresponden con la potencia activa generada (P_G), las amplitudes de las componentes de secuencia de la tensión en el PCC (V^+, V^-), y el ángulo de fase φ . La referencia de potencia activa es calculada inicialmente como $P^* = P_G$. Una vez el hundimiento de tensión es detectado, I_q^+ es calculada de acuerdo a la ecuación (6) para cumplir con el requerimiento RCI. Así mismo, las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la corriente de referencia son calculadas utilizando las ecuaciones (10) y (12), respectivamente; y la máxima amplitud de corriente I_{max} se determina usando la Ecuación (17).

Después de este proceso, uno de los casos expuestos a continuación, es ejecutado.

3.2.2.1. Caso 2. Cuando la corriente nominal del inversor no es alcanzada ($I_{max} \leq I_{nom}$), las amplitudes de las corrientes reactivas de secuencia positiva y negativa deben ser incrementadas para aprovechar la máxima capacidad del inversor y dar un mejor soporte de tensión. La nueva



Figura 10. *Diagrama de flujo de la estrategia de control flexible generalizada.*

amplitud para la corriente reactiva de secuencia positiva I_q^+ es recalculada resolviendo la Ecuación (18). Esta ecuación se obtiene a partir de (17), mediante la definición de $I_{max} = I_{nom}$ e $I_q^- = aI_q^+$ (ver Ecuación (12)).

$$I_q^{+2}(1+a^2+2a\cos(x)) + I_q^{+}(2aI_p^{+}+2I_p^{-})\sin(x) + I_p^{+2} + I_p^{-2} + 2I_p^{+}I_p^{-}\cos(x) - I_{nom}^{-2} = 0$$
(18)

Finalmente, la amplitud de la corriente reactiva de secuencia negativa I_q^- es recalculada usando la Ecuación (12).

3.2.2.2. Casos 3 y 4. Cuando I_{max} supera el valor de la I_{nom} del inversor de potencia, la referencia de potencia activa debe ser reducida. En este caso, la amplitud de la corriente activa de secuencia positiva I_p^+ es recalculada. Para ello, las siguientes suposiciones son introducidas en la

Ecuación (17): $I_{max} = I_{nom}$, e $I_p^- = dI_p^+$ (ver Ecuación (12)). El nuevo valor resultante para I_p^+ es determinado resolviendo la siguiente expresión:

$$I_p^{+2}(1+d^2+2d\cos(x)) + I_p^{+}(2dI_q^{+}+2I_q^{-})\sin(x) + I_q^{+2} + I_q^{-2} - 2I_q^{+}I_q^{-}\cos(x) - I_{nom}^{-2} = 0$$
(19)

Si el valor resultante para I_p^+ es mayor a cero (Caso 3), la amplitud de la corriente activa de secuencia negativa I_p^- es recalculada usando la Ecuación (12).

Sin embargo, si el valor resultante para I_p^+ es igual a cero (Caso 4), no se puede entregar potencia activa a la red, por lo tanto el inversor inyectará únicamente potencia reactiva a través de la componente de corriente de secuencia positiva. En este caso, I_q^+ se establece como I_{nom} y las otras tres componentes I_q^- , I_p^+ y I_p^- son igualadas a cero.

3.3. Estimación del soporte de tensión

El algoritmo presentado en la Figura 11 se propone para evaluar las capacidades de soporte de tensión y algunas características de operación del sistema de acuerdo a la variación de los parámetros de control, teniendo en cuenta la estrategia de control presentada en la Figura 10. Cabe mencionar, que dos de los parámetros de control pueden ser variados simultáneamente, dentro del rango definido en la etapa inicial, considerando un total de *n* posibles valores para cada parámetro. Los otros dos parámetros son establecidos a un valor fijo.

El algoritmo calcula las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones resultantes en el PCC, después de aplicar la estrategia de control presentada en la Sección 3.2.2, para diferentes valores de los parámetros de control. En este contexto, se utilizó la Ecuación (20), la cual se toma del estudio presentado en (López et al., 2018). En esta ecuación, V_g^+ y V_g^- representan las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones de red equivalentes. Para el cálculo de las amplitudes de las componentes de secuencia de la tensión en el PCC se realizan varias iteraciones hasta que el algoritmo converge, utilizando el criterio de parada que se observa en la Figura 11, es decir, que las amplitudes de las componentes de secuencia de la tensión no presentan una diferencia significativa entre dos iteraciones consecutivas. Este procedimiento es llevado a cabo debido a que la tensión en el PCC cambia a medida que las



Figura 11. *Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para estimar las capacidades de soporte de tensión.*

corrientes inyectadas a la red se ajustan en cada iteración, de acuerdo con la estrategia de control LVRT.

$$V^{+} = R_{g}I_{p}^{+} + \omega L_{g}I_{q}^{+} + \sqrt{V_{g}^{+}}^{2} - (\omega L_{g}I_{p}^{+} - R_{g}I_{q}^{+})^{2}$$

$$V^{-} = R_{g}I_{p}^{-} - \omega L_{g}I_{q}^{-} + \sqrt{(V_{g}^{-})^{2} - (\omega L_{g}I_{p}^{-} + R_{g}I_{q}^{-})^{2}}$$
(20)

Además, para el cálculo de la magnitud de las oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada a la red se tienen en cuenta las definiciones presentadas en (López et al., 2018). Así mismo, se pueden calcular algunos otros parámetros, por ejemplo, la magnitud de las oscilaciones de potencia reactiva instantánea, sin embargo, estos no se presentan en este trabajo de investigación. Una vez que el algoritmo converge, se pueden obtener las gráficas de las variables resultantes en función de los parámetros de control. En este sentido, para analizar las funcionalidades de la estrategia de control flexible presentada en esta sección, se realizaron estudios en el entorno Matlab donde se permite una variación de los parámetros de control k_i^j . Cabe resaltar que si se considera la variación de los cuatro parámetros de control, el análisis llevaría a un gran número de casos y datos. Por lo tanto, en este trabajo de investigación se asumen los rangos de variación para los parámetros de control presentados en la Tabla 5, con el fin de reducir el número de casos y simplificar su análisis.

El comportamiento del sistema se analiza para los hundimientos de tensión presentados en la **Tabla 5.** *Rangos de k*^j_i *para los modos estudiados.*

Mo	do k _p +	$\mathbf{k}_{\mathbf{p}}^{-}$	$\mathbf{k}_{\mathbf{q}}^{+}$	$\mathbf{k}_{\mathbf{q}}^{-}$
1	[0, 2]	-1	[0, 2]	1
2	1	-1	[0, 2]	[0, 2]

Tabla 6. Las pruebas 1 y 2 representan una falla línea a tierra (Hundimiento Tipo B) y una falla línea-línea (Hundimiento Tipo C), respectivamente. Para ambos casos se considera un escenario de producción media de potencia. Adicionalmente, los parámetros de simulación se presentan en la Tabla 7.

Tabla 6. Parámetros de hundimientos de tensión.

Prueba	$\mathbf{V}_{\mathbf{pu}}^{+}$	${\rm V}_{\rm pu}^-$	$oldsymbol{arphi}^\circ$	$\mathbf{P}_{\mathbf{G}}[W]$
1	0,73	0,27	180°	900
2	0,60	0,40	0°	900

3.3.1. Prueba 1

La Figura 12 muestra los resultados para la Prueba 1 considerando la variación de los factores escalares del Modo 1. La Figura 12 (a) muestra que el máximo soporte de tensión se obtiene

Símbolo	Descripción	Valores nominales
V	Tensión de fase nominal de la red	120 [Vrms]
f	Frecuencia de la red	60 [Hz]
L_g	Inductancia de la red	5 [mH]
f_s	Frecuencia de conmutación	10 [kHz]
S	Potencia nominal trifásica del inversor	2 [kVA]

 Tabla 7. Parámetros de simulación para la estimación de soporte de tensión del sistema



Figura 12. Resultados de simulación Prueba 1 - Modo 1. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la oscilación de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.

cuando únicamente I_q^+ es inyectada al sistema (Caso 4). Sin embargo, este caso presenta dos desventajas principales. Primero, la magnitud de las oscilaciones de la potencia activa instantánea (p_{osc}) es alrededor de 500 [W]. Teniendo en cuenta que oscilaciones en la potencia activa instantánea causan oscilaciones en la tensión del capacitor del lado de DC del inversor, este valor elevado de p_{osc} podría causar una sobretensión en el enlace de DC del inversor y afectar la estabilidad del control del sistema. En segundo lugar, la magnitud de V^- no es reducida, por lo cual el desbalance entre las fases permanece.

Otro punto de operación de interés ocurre cuando el sistema entra en el Caso 2 y $k_p^+ = 2 \wedge k_q^+ = 2$, obteniendo un valor máximo local de $V^+ = 133$ [V] con una amplitud de las oscilaciones de la potencia activa instantánea moderada de aproximadamente 200 [W]. Sin embargo, la reducción de V^- no es considerable. Finalmente, cuando el sistema trabaja en el Caso 3 y el parámetro de control es seleccionado como $k_q^+ \rightarrow 0$, se observa que se reduce la componente de V^- , pero se incrementa la amplitud de P_{osc} .



Figura 13. Resultados de simulación Prueba 1 - Modo 2. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la oscilación de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.

De manera similar, los resultados para la Prueba 1 con la variación de los parámetros de control establecidos en el modo 2 son presentados en la Figura 13. Cuando el algoritmo opera en el Caso 4, el comportamiento del sistema es el mismo que la prueba anterior debido a que sólo

la componente I_q^+ es inyectada. Cabe mencionar que para esta prueba el algoritmo de control no opera en el Caso 2 en ningún momento. Respecto a la operación en el Caso 3, el valor de la componente V^+ no se ve afectado por las diferentes combinaciones de k_q^+ y k_q^- . Además, los resultados muestran que se logra obtener $p_{osc} = 0$ cuando $k_q^+ = k_q^-$. Sin embargo, una mayor reducción de $V^$ es obtenida cuando $k_q^+ = 1,113 + 2,6k_q^+$ con un valor de aproximadamente 38 [V]. En este caso particular, la amplitud de p_{osc} es incrementada alrededor de 800 [W].

3.3.2. Prueba 2



Figura 14. Resultados de simulación Prueba 2 - Modo 1. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la oscilación de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.

La Figura 14 presenta los resultados para la Prueba 2 con la variación de los parámetros de control en el Modo 1. Para esta prueba, el algoritmo de control solamente trabaja en los Casos 3 y 4. En el Caso 4, el comportamiento del sistema es consistente con los casos descritos anteriormente alcanzando un soporte máximo de $V^+ = 116,8$ [V] con una amplitud para p_{osc} de aproximadamen-

te 800 [W]. Para el caso 3 la variación de V⁺ respecto a I_q^+ y I_p^+ no es significativa. Cabe destacar que para $k_q^+ = 1$ y $k_p^+ = 1$, se presenta el punto de operación más interesante en este caso ya que se obtiene $p_{osc} = 0$ [W] y un valor mínimo para la componente de V⁻ ≈ 60 [V].



Figura 15. Resultados de simulación Prueba 2 - Modo 2. (a) V^+ . (b) V^- . (c) Amplitud de la oscilación de la potencia activa instantánea (p_{osc}). (d) Caso de operación del algoritmo.

Los resultados para la Prueba 2 - Modo 2 son presentados en la Figura 15. Se logra evidenciar que el sistema nuevamente trabaja en los casos 3 y 4, y el comportamiento para el Caso 4 sigue siendo el mismo que el descrito en la prueba anterior. Aunque los resultados son diferentes a la prueba anterior para el Caso 3, el punto más significativo equivale a $k_q^+ = 1$ y $k_p^+ = 1$, puesto que se obtiene una amplitud de $p_{osc} = 0$ [W] y una reducción considerable de la componente $V^- \approx 60$ [V].

En esta sección se analizaron las capacidades del soporte de tensión de un DPGS durante hundimientos de tensión considerando la estrategia de control flexible generalizada. En este sentido, las capacidades de soporte y algunas características del sistema se evaluaron de acuerdo con la variación de los parámetros de control. Para esto, se realizó una generalización de la estrategia de control y se propuso el algoritmo para realizar el análisis. Cabe destacar que el algoritmo permite el análisis de diferentes casos y modos de operación de la estrategia de control, con la finalidad de que el diseñador o el operador de red puedan seleccionar una funcionalidad deseada dentro de los límites establecidos por los códigos de red.

4. Resultados de simulación

Con el fin de verificar el funcionamiento del sistema y de la estrategia de control diseñada, se realizaron simulaciones del inversor de potencia conectado a la red a través de un filtro LCL. Cabe mencionar que para este trabajo de investigación la fuente de generación (PV) se modeló como una fuente DC independiente y la red de distribución como un equivalente de Thevenin. Las simulaciones del sistema fueron ejecutadas en el software MATLAB/Simulink.

Las simulaciones se llevaron a cabo considerando un inversor trifásico en puente completo de tres hilos. El funcionamiento de la estrategia de control se evalúa ante tensiones en el PCC ideales y no ideales (desbalanceadas) considerando la ocurrencia de hundimientos de tensión.

4.1. Configuración y parámetros del sistema

El esquemático de la configuración del sistema se presenta en la Figura 2. Para esta configuración se modela el generador fotovoltaico como una fuente DC de 400 [V]. Con respecto a los dispositivos de acondicionamiento de la energía utilizados en la etapa de conexión del generador fotovoltaico a la red, se emplea un inversor de potencia trifásico de tres hilos en puente completo y un filtro de conexión LCL. La Tabla 8 presenta los valores considerados para la configuración del sistema. Los dispositivos semiconductores de potencia fueron modelados como interruptores ideales. Finalmente, la frecuencia de conmutación del inversor de potencia (f_s) se seleccionó en 10 [kHz].

Por otra parte, en la Tabla 9 se presentan los principales lazos de control considerados para la configuración del sistema incluyendo las capacidades de LVRT.

4.2. Casos de simulación

Para analizar el funcionamiento del inversor de potencia conectado a la red y la estrategia de control, se consideraron los escenarios presentados en la Tabla 10. Cabe destacar que se consideró

Símbolo	Descripción	Valores nominales
V	Tensión nominal de la red	120 [Vrms]
f	Frecuencia de la red	60 [Hz]
Inom	Corriente nominal del inversor	7,86 [A]
V_{dc}	Tensión del enlace de DC del inversor	400 [V]
C_{dc}	Condensador del enlace de DC del inversor	1,1 [mF]
L_g	Inductancia de la red	5 [mH]
L_i	Inductancia del inversor	4 [mH]
L_o	Inductancia de salida	1 [mH]
С	Condensador del filtro	4,7 [µF]
R_d	Resistencia de amortiguamiento	5 [Ω]
f_s	Frecuencia de conmutación	10 [kHz]
S	Potencia nominal trifásica del inversor	2 [kVA]

Tabla 8. Parámetros de simulación del sistema

Tabla 9. Lazos de control del sistema

Lazo de control	Descripción
Algoritmo de sincronización	Lazo de seguimiento de fase con integradores de segundo orden dual (DSOGI-PLL, <i>Dual second-order generalized</i> <i>integrator phase-locked loop</i>)
Generación de la referencia	Estrategia de control flexible de corriente presentada en la Sección 3.2.2
Control del inversor	PI & SPWM para el caso de simulación y Deadbeat & SPWM para el caso experimental

un escenario medio de potencia para todos los casos. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada prueba.

Prueba	$\mathbf{V}^+_{\mathbf{pu}}$	V_{pu}^{-}	$oldsymbol{arphi}^\circ$	$\mathbf{P}_{\mathbf{G}}[W]$
Operación normal	1	0	0°	700
Hundimiento A	0,5	0	0°	700
Hundimiento B	0,702	0,305	0°	700
Hundimiento C	0,58	0,428	0°	700

Tabla 10. Parámetros hundimientos de tensión.

4.2.1. Condiciones de operación normal: Tensiones en el PCC ideales

Considere el sistema en condiciones de operación normal, es decir, con tensiones en la red modeladas por la Ecuación (21). En este caso las simulaciones se llevan a cabo para los parámetros presentados en la Tabla 10, Operación Normal.

$$V_{ga} = 120\sqrt{2}sen(120\pi t) \ [V]$$

$$V_{gb} = 120\sqrt{2}sen(120\pi t - 120^{\circ}) \ [V]$$

$$V_{gc} = 120\sqrt{2}sen(120\pi t + 120^{\circ}) \ [V]$$
(21)

En la Figura 16 se presentan los resultados de simulación del sistema bajo una potencia generada de 700 [W]. En estas figuras se muestran: las tensiones en el PCC y las corrientes inyectadas (Figura 16 (a) y (c), respectivamente), las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC (estimadas por el algoritmo DSOGI-PLL) y de la tensión en la red (Figura 16 (d) y (e)). Así mismo, se presenta la potencia activa instantánea entregada y la potencia reactiva instantánea promedio inyectada por el sistema fotovoltaico a la red (Figura 16 (f)). Dado que la componente de tensión de secuencia positiva en el PCC $V^+ > 0.85p.u$. y la componente de tensión de secuencia negativa $V^- = 0p.u$., el sistema únicamente inyectará corriente activa



Figura 16. Resultados de simulación bajo condición normal de operación. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

por secuencia positiva (I_p^+) , es decir, las demás componentes de la corriente se establecen en cero $(I_{qGC}^+ = I_q^+ = I_q^- = I_p^- = 0)$, operando en el caso 1 de la estrategia propuesta. Así mismo, en la Figura 16 (f) se puede observar que la potencia reactiva es igual a cero, ya que la corriente inyectada se encuentra en fase con la tensión en el PCC.

4.2.2. Condición de falla en la red: Hundimiento Tipo A

En este caso se considera un hundimiento de tensión Tipo A, es decir que todas las fases caen la misma cantidad en magnitud. En la Figura 17 (d) se muestra la componente de secuencia positiva de la tensión en la red (V_g^+) para este hundimiento, la cual tiene un valor $V_g^+ = 0.5[p.u.]$. Cabe mencionar, que en este tipo de fallas la componente negativa de la tensión es cero $(V_g^- =$ 0[*p.u.*]).



Figura 17. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo A. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio

Así mismo, las simulaciones se llevaron a cabo considerando que el hundimiento de tensión se presenta en el intervalo de 0,14 a 0,32 [s]. Una vez el hundimiento de tensión es detectado, el sistema entra a trabajar en el Caso 3 para los parámetros de control establecidos en esta prueba. En este caso, el sistema aplica una reducción de potencia activa entregada a la red, ya que la corriente nominal del inversor se supera. En la Figura 17 (b), se presentan las amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. I_q^+ sigue el requerimiento del código de red presentado en la Figura 9, mientras que I_p^+ sigue la Ecuación (19). Cabe mencionar que las componentes de secuencia negativa de la corriente inyectada son cero ($I_p^-=I_q^-=0$), puesto que se relacionan a través del factor de desbalance de tensión ($VUF = V^-/V^+$) con las componentes de secuencia positiva y en este tipo de hundimiento $V^- = 0$.

De igual modo, la Figura 17 (c) presenta la forma de onda de las corrientes inyectadas al sistema (I_a , $I_b \ e \ I_c$), donde se garantiza que se encuentran limitadas a la corriente nominal del inversor ($I_{max} = I_{nom}$). La Figura 17 (d) presenta el soporte de tensión de secuencia positiva en el PCC, el cual resulta en $V^+ = 0.58 p.u$. Finalmente, las potencias activa instantánea y reactiva instantánea promedio se presentan en la Figura 17 (f).

4.2.3. Condición de falla en la red: Hundimiento Tipo B

En este caso se considera un hundimiento Tipo B, es decir, una falla línea-tierra en la cual la amplitud y el ángulo de la tensión de una de las fases se ve afectada, mientras que la tensión de las otras dos fases no cambia. En este caso se asume que la falla se presentó en la fase A.

Es importante destacar que, al considerar el hundimiento Tipo B propuesto y analizar los parámetros de control expuestos en la Sección 3.2.2, se obtienen los siguientes resultados operativos. Cabe señalar que los parámetros de control pueden ajustarse según la operación preferida por el operador de la red o el diseñador; en este caso particular de hundimiento, se han empleado los parámetros de control indicados en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de control seleccionados ante un hundimiento Tipo B.

Caso	o k _p +	$\mathbf{k}_{\mathbf{p}}^{-}$	$\mathbf{k}^+_{\mathbf{q}}$	$\mathbf{k}_{\mathbf{q}}^{-}$
2	4	-1	3,5	1
3	1,1	-1	0,5	1
4	2	-1	0,1	1

4.2.3.1. Caso 2. La Figura 18 presenta los resultados de simulación para el sistema operando en el Caso 2 y bajo un hundimiento de tensión Tipo B. Las figuras 18 (a) y (c) muestran la forma de onda de las tensiones en el PCC y las corrientes inyectadas, respectivamente. En este caso, también se evidencia que el algoritmo cumple con el objetivo de control de limitar las



Figura 18. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo B Caso 2. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

amplitudes de las corrientes de fase inyectadas a la corriente nominal del inversor.

La Figura 18 (b) presenta los resultados de las amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa en operación de LVRT ($V_g^+ < 0.85 p.u.$). En este caso, como la corriente nominal del inversor no es alcanzada ($I_{max} < I_{nom}$), entonces, la componente I_q^+ debe ser recalculada siguiendo la Ecuación (18) para aprovechar la máxima capacidad del inversor y por ende brindar un mayor soporte de tensión a la red. Cabe señalar, que el nuevo valor de I_q^+ no es el establecido en (6), pero es un valor superior que cumple con el requerimiento mínimo de inyección de corriente reactiva establecido en la Figura 9. Respecto a las componentes I_p^+ , I_p^- , I_q^- , pueden ser obtenidas empleando las ecuaciones (10) y (12).

Así mismo, las figuras 18 (d) y (e) presentan el soporte de tensión de secuencia positiva y

negativa, respectivamente. En este caso V^+ incrementa a 0,76 *p.u.*, mientras que la componente V^- decrece ligeramente con un valor de 0,29 *p.u.*. Finalmente, las formas de onda para la potencia activa instantánea y potencia reactiva instantánea promedio son presentadas en la Figura 18 (f), donde la magnitud de las oscilaciones en la potencia activa instantánea alcanza un valor de 401,8 [W].



Figura 19. *Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo B Caso 3. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.*

4.2.3.2. Caso 3. En la Figura 19 se observan los resultados de simulación obtenidos cuando el sistema opera en el Caso 3, bajo el mismo tipo de hundimiento de tensión. En este caso, se requiere recalcular la componente de corriente activa de secuencia positiva siguiendo la Ecuación (19), puesto que se ha superado la condición $I_{max} > I_{nom}$. La componente I_q^+ se establece como $I_{q GC}^+$, mientras que las componentes de secuencia negativa (I_q^- , I_p^-) se obtienen a través de (12). Las amplitudes de las cuatro componentes se presenta en la Figura 19 (b).

Por otra parte, en este caso se evidencia que el soporte de tensión de secuencia positiva es menor al presentado en el Caso 2, con un valor de $V^+=0,736 p.u.$, tal como se presenta en la Figura 19 (d). Sin embargo, la componente de V^- decrece a 0,27 p.u., tal como se presenta en la Figura 19(e). Respecto a las oscilaciones presentadas en la potencia activa instantánea, se obtiene un valor moderado de amplitud para las oscilaciones de $P_{osc} = 237 [W]$, como se observa en la Figura 19 (f). Finalmente, es importante recalcar que las corrientes inyectadas a la red se encuentran dentro de los límites planteados en este trabajo de investigación.



Figura 20. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo B Caso 4.(a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

4.2.3.3. Caso 4. La Figura 20 muestra los resultados del sistema considerando un hundimiento Tipo B y que la estrategia entra en el Caso 4. Por consiguiente, la Figura 20 (d) muestra el máximo soporte de tensión obteniendo $V^+=0,79 \ p.u.$, ya que únicamente la componente de I_q^+ es inyectada a la red y esta se establece igual a la corriente nominal del inversor ($I_q^+ = I_{nom}$). Por ende, las demás componentes I_p^+ , I_p^- e I_q^- se igualan a cero, tal como se observa en la Figura 20 (b).

Cuando el sistema opera en este caso se tienen dos principales inconvenientes. Primero, la magnitud de las oscilaciones en la potencia activa instantánea incrementa alrededor de 610 [W] (Figura 20 (f)) y este valor podría ocasionar sobretensiones en el enlace de DC del inversor. Segundo, la magnitud de V^- no es reducida, por lo tanto el desbalance entre las fases permanece (Figura 20 (e)). Finalmente, las formas de onda de las tensiones en el PCC y las corrientes inyectadas se presentan en las figuras 20 (a) y (c), respectivamente.

4.2.4. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo C

Para esta prueba se tuvo en cuenta un hundimiento de tensión Tipo C, es decir, que dos de las fases caen en magnitud y ángulo, mientras que la otra permanece fija. En este caso se considera que la falla se presenta en las fases b y c.

Cabe mencionar, que para el hundimiento Tipo C planteado y teniendo en cuenta el análisis de los parámetros de control presentados en la Sección 3.2.2, el sistema trabajará únicamente en los casos 3 y 4. A diferencia de la sección anterior, en esta prueba (hundimiento Tipo C) el sistema no entra al Caso 2 para ningún valor de los parámetros de control. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada caso, considerando los parámetros de control establecidos en la Tabla 12.

 Tabla 12. Parámetros de control seleccionados ante un hundimiento Tipo C.

Caso	$\mathbf{k}_{\mathbf{p}}^{+}$	$\mathbf{k}_{\mathbf{p}}^{-}$	$\mathbf{k}_{\mathbf{q}}^{+}$	$\mathbf{k}_{\mathbf{q}}^{-}$
3	0,7	-1	1,3	1
4	3	-1	0,5	1



Figura 21. Resultados de simulación ante un hundimiento Tipo C Caso 3. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

4.2.4.1. Caso 3. Los resultados correspondientes al algoritmo trabajando en el Caso 3 se presentan en la Figura 21. Para este caso, la componente I_q^+ se obtiene siguiendo el requerimiento de corriente reactiva presentado en (6), mientras que I_p^+ es recalculado a partir de la Ecuación (19), debido a que la corriente máxima excede la corriente nominal del inversor, como se explicó anteriormente. De igual forma, las componentes I_q^- , I_p^- se obtienen a través de (12). La Figura 21 (b) presenta las componentes de corriente descritas anteriormente.

En este caso se presenta un ligero soporte de tensión de secuencia positiva en el PCC de $V^+=0,64 \ p.u.$, sin embargo, la componente de secuencia negativa presenta una mayor reducción resultando en $V^-=0,39 \ p.u.$, las figuras 21 (d) y (e) muestran este resultado, respectivamente. Finalmente, se presentan oscilaciones moderadas en la potencia activa instantánea con amplitud



alrededor de 140 [W] como se presenta en la Figura 21 (f).

Figura 22. Resultados de simulación ante un hundimiento tipo C Caso 4. (a) Tensiones de fase en el PCC. (b) Amplitudes de las corrientes de referencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa. (c) Corrientes de fase inyectadas y amplitud máxima de la corriente. (d) Amplitudes de las tensiones de secuencia positiva. (e) Amplitudes de las tensiones de secuencia negativa. (f) Potencia activa instantánea entregada a la red y potencia reactiva instantánea promedio.

4.2.4.2. Caso 4. En las figuras 21 (d) y (e) se puede evidenciar que en este caso se presenta el máximo soporte en secuencia positiva resultando en $V^+=0,67 \ p.u.$, mientas no se obtienen cambios en la secuencia negativa de la tensión en el PCC (V^-), respectivamente. Es decir, presenta el mismo comportamiento que las pruebas anteriores cuando el algoritmo trabaja en el Caso 4. Esto debido a que el inversor sólo inyecta corriente reactiva por la componente de secuencia positiva ($I_q^+ = I_{nom}$), como se observa en la Figura 21 (b). Así mismo, el valor de la amplitud de las oscilaciones en la potencia activa instantánea incrementa significativamente a alrededor de 850 [W].

Finalmente, los resultados evidencian el buen funcionamiento del sistema y de los algoritmos de control implementados en este trabajo de investigación, en el cual, para todos los casos en
los que trabaja la estrategia se garantiza la limitación de las corrientes de fase inyectadas, se cumple con el requerimiento RCI y se obtiene la máxima capacidad del inversor durante el hundimiento de tensión.

5. Prototipo experimental y resultados

En este capítulo, se detallan cada una de las etapas del prototipo experimental implementado en este trabajo de investigación. Este prototipo representa un sistema fotovoltaico de conexión a la red empleando un filtro inductivo. Además de describir la adecuación del prototipo, se presentan los resultados experimentales del funcionamiento del sistema ante diferentes tipos de hundimientos de tensión en el PCC. Así mismo, se evalúa el funcionamiento de la estrategia de control flexible para la generación de la señal de referencia y el control del inversor. Finalmente, los resultados obtenidos evidencian el correcto funcionamiento del sistema implementado y los algoritmos de control.

5.1. Descripción del prototipo experimental

Con el propósito de evaluar el funcionamiento de la estrategia de control diseñada en este trabajo de investigación, se llevó a cabo la implementación de un SFV de conexión a la red. En la Figura 23 se presenta un diagrama que ilustra las distintas etapas que componen este prototipo experimental. Como se puede apreciar, el prototipo integra un total de 11 etapas: una fuente AC programable, una fuente de generación, tableros de conexión, un filtro de conexión a la red, una carga, un sistema de sensado y adecuación de señales, una etapa de aislamiento y adecuación de señales, fuentes de alimentación y un sistema de control.

5.1.1. Etapa 1: Fuente AC programable

Esta etapa corresponde con la fuente AC programable de la serie Chroma 61511, la cual se presenta en la Figura 24. Este modelo puede entregar una tensión máxima de salida de hasta 300 Vac, capacidad máxima de potencia de 12 kVA y una frecuencia de salida en el rango de 15 Hz a 1500 Hz (Chroma, 2012).

La serie Chroma 61511 permite al usuario generar tensiones trifásicas en el PCC con di-



Figura 23. Diagrama del prototipo experimental.

ferentes formas de onda. Esta fuente proporciona numerosas funciones para simular una variedad de condiciones de perturbación tales como: hundimientos de tensión, interrupciones de corta duración, variaciones de tensión, distorsión armónica, desbalance de tensión, entre otros. Así mismo, este modelo cuenta con un circuito de medición que permite visualizar medidas de tensión y corriente RMS, potencia aparente (VA), potencia reactiva (VAR), factor de potencia, factor de cresta de corriente, entre otros.

5.1.2. Etapa 2: Fuente de generación

La fuente de generación en este trabajo es emulada como una fuente de tensión constante equivalente a 400 V, la cual se obtiene a través del esquema presentado en la Figura 25. La señal trifásica de tensión proveniente del tablero de conexión pasa a través de un autotransformador (240/0-280 V/V) que permite elevar la tensión para la conexión serie por el lado secundario de



Figura 24. Fuente AC programable Chroma.

un transformador trifásico, el cual presenta relación de transformación 381/220 V/V. Finalmente, la salida del transformador es conectada al puente rectificador trifásico para obtener la fuente de tensión requerida en este trabajo de investigación.



Figura 25. Etapa de la fuente de generación (400 Vdc).

5.1.3. Etapa 3: Tableros de conexión

El tablero de conexión presentado en la Figura 26 contiene las señales trifásicas provenientes de la fuente AC programable (lado izquierdo). Así mismo, este tablero es utilizado para obtener la fuente de generación presentada en la Etapa 2, ya que en el barraje del lado derecho se tienen las señales de tensión de la red de distribución.



Figura 26. Fotografía del tablero de conexión.

5.1.4. Etapa 4: Inversor de potencia

En esta etapa se consideró la topología de inversor trifásico de tres hilos de dos niveles, por lo cual, se empleó el módulo SEMITEACH/IGBT de SEMIKRON, tal como se observa en la Figura 27.

El inversor de SEMIKRON cuenta con los siguientes componentes:

 Tres módulos IGBT SKM50GB123D de SEMIKRON. Cada uno de los módulos representa una rama del inversor, que cuenta con dos IGBT cada uno con un diodo en antiparalelo,



Figura 27. Fotografía del inversor de potencia. (a) Parte frontal. (b) Parte superior

conectados en serie y cuyo punto medio es un terminal de salida. Cabe destacar, que los IGBT se cierran cuando tienen una senal de 15 V entre el gate y el emisor y se abren cuando reciben una senal de -15 V en los mismos terminales.

- Tres módulos SKHI 22 AR de SEMIKRON. Estos módulos corresponden a los drivers (tarjetas de disparo) para los módulos IGBT. Su máxima frecuencia de operación es 50 kHz. El driver es fundamental ya que permite el control del IGBT y la protección tanto del sistema como del usuario.
- Dos condensadores electrolíticos conectados en serie de 2200 μF/400 V cada uno. El condensador equivalente del bus de DC corresponde a 1100 μF/800 V. Además, por motivos de seguridad, cada condensador cuenta con una resistencia de 22kΩ en paralelo, las cuales permiten la descarga de los condensadores cuando no se suministra energía.
- Un condensador *snubber* conectado en paralelo a cada IGBT. Estos condensadores funcionan como un filtro pasa bajas y limitan sobrepicos de tensión destructivos. De la misma manera, limitan sobretensiones durante las conmutaciones y por lo tanto reducen pérdidas.
- Un ventilador alimentado a 230 V/ 60 Hz.

- Disipador de calor de referencia P3/250 de SEMIKRON para los módulos IGBT. Este dispositivo es de vital importancia para disipar las pérdidas generadas por la transferencia de energía a través de los dispositivos semiconductores.
- Dispositivos de protección térmicos. El módulo cuenta con un contacto térmico normalmente cerrado cuando la temperatura es menor a 71 °C y se encuentra conectado en serie con la alimentación de los drivers SKHI 22 AR con el fin de detectar y detener la operación del inversor cuando ocurre un sobrecalentamiento. Así mismo, cuenta con un sensor de temperatura LM335Z de National Semiconductor ubicado en el disipador de calor.

5.1.5. Etapa 5: Filtro de conexión a la red

El inversor de potencia es conectado a la red por medio por medio de dos bobinas (L) en serie cada fase, como se presenta en la Figura 28.



Figura 28. Fotografía del filtro de conexión a la red.

Cada bobina es del fabricante Hammond Manufacturing y tienen un valor de 30 mH y 5 mH con corriente nominal de 20 A cada una. Cabe mencionar, que para el prototipo experimental se selecciona un filtro inductivo (L) de 30 mH con el que se cuenta en el laboratorio de Integra-

ción Energética. Así mismo, se utiliza la bobina de 5 mH para modelar la impedancia de la red (altamente inductiva).

5.1.6. Etapa 6: Carga

La carga considerada para las pruebas experimentales se presenta en la Figura 29. La carga se encuentra compuesta de tres resistores de 200 W, 500 W y 1000 W por fase, lo cual permite obtener distintas potencias según su conexión (200W, 500W, 1000W, 700W, 1200W, 1500W). Para este trabajo de investigación se considera una carga resistiva balanceada en conexión Y de 1000 W por fase.



Figura 29. Carga global. (a) Esquema. (b) Fotografía.

5.1.7. Etapa 7: Sensado y adecuación de señales

Esta etapa se encuentra encargada del sensado y adecuación de las tensiones (V_a, V_b, V_c) y corrientes (I_a, I_b, I_c) en el PCC, para posteriormente ser leídas por el sistema de control del prototipo, cuyo convertidor A/D (Analógico/Digital) trabaja en el rango de tensión de ±10V. Así mismo, el módulo ofrece aislamiento entre las señales de potencia del circuito y las señales enviadas al sistema de control. El módulo del sistema de sensado y adecuación se presenta en la Figura 30, el cual incluye las tarjetas para el sensado de tensión y corriente, las cuales se alimentan a ±15V.

Para el sensado de las señales de corriente, se utilizan transductores de referencia LA 25-NP fabricados por la empresa LEM, en conjunto con la etapa de adecuación construida utilizando el amplificador operacional OP470 de ANALOG DEVICES. El transductor ofrece aislamiento galvánico y es ajustado para obtener una relación de transformación de 25A/5V. Sin embargo, la etapa de adecuación se ajusta con una ganancia de 2V/V, para lo cual el sistema de sensado final presenta una relación de transformación de 25A/10V. En la Figura 30 (a) se presenta una imagen de la tarjeta para el sensado de corriente.



Figura 30. Fotografías del sistema de sensado y adecuación de señales. (a) Módulo de corriente. (b) Sistema total.

En el caso de las señales de tensión se emplearon transductores LV 25-P de LEM, junto con la etapa de adecuación construida a partir de amplificadores operacionales OP470. De igual manera, este transductor ofrece también aislamiento galvánico y se ajusta para obtener una relación de transformación de ganancia 250V/5V. Para la etapa de adecuación se tiene un ajuste de ganancia 2V/V, por lo cual el sistema total presenta una relación de transformación 250/10V.

5.1.8. Etapa 8: Aislamiento y adecuación de señales

Las señales de conmutación del inversor de potencia se generan mediante la tarjeta de control dSDPACE 1104, la cual entrega las señales en un rango de tensión de 0 a 5 V y con una corriente máxima de salida de $\pm 5 mA$. Estas señales de control deben ser adecuadas al nivel de tensión requerido por los drivers SKHI 22AR de los IGBT y, además, proporcionar un aislamiento efectivo entre las señales del sistema de control y las señales entregadas al circuito de potencia.



Figura 31. Esquemático del sistema de aislamiento y adecuación de las señales de conmutación.

En esta aplicación, los drivers trabajan con señales de entrada de conmutación típicas entre 15V (nivel alto) y 0V (nivel bajo). En este sentido, la Figura 31 presenta el esquema de conexión requerido para adecuar los niveles de tensión y garantizar el aislamiento requerido utilizando un optoacoplador de referencia HCPL-3120 y un buffer no inversor CD4050BC. Finalmente, en la Figura 32 se presenta el módulo final utilizado para el módulo utilizado para la adecuación y aislamiento de las 3 señales de conmutación del inversor de potencia.



Figura 32. Fotografía del módulo de aislamiento y adecuación de las señales de conmutación.

5.1.9. Etapa 9: Fuentes de alimentación

Esta etapa del prototipo es requerida para proporcionar las siguientes señales de alimentación:

- 5 Vdc y 15 Vdc para alimentar la Etapa 8 (Aislamiento y adecuación de señales).
- 230 Vac / 60Hz para alimentar el ventilador de la Etapa 4 (Inversor de potencia).
- ±15Vdc para alimentar la Etapa 7 (Sensado y adecuación de señales) y las tarjetas de disparo de los IGBT (*drivers*).

En la Figura 33 se presenta el módulo utilizado, el cual fue diseñado e implementado en (Mantilla Villalobos, 2016).



Figura 33. Fotografía de la fuente de alimentación. (a) Parte frontal. (b) Parte superior.

5.1.10. Etapa 10: Sistema de control

El sistema de control del prototipo es implementado en la tarjeta de control d-SPACE 1104 presentada en la Figura 34 (a). Esta tarjeta se encuentra diseñada para uso en el computador y se conecta a su puerto PCI (*Peripheral Component Interconnect*). Las principacles especificaciones de esta tarjeta son (Mantilla Villalobos, 2016):

- Procesador principal de punto flotante Power PC 603e de 64 bits a 250 MHz.
- Subsistema DSP esclavo basado en el microcontrolador TMS320F240 de Texas Instruments, el cual puede ser utilizado para generación de señales PWM (6 salidas PWM).

- Un convertidor A/D (ADC1) multiplexado para cuatro canales (señales ADCH1 ... ADCH4).
 Las principales especificaciones del convertidor son: 16-bit de resolución y rango de tensión de entrada ±10V.
- Cuatro convertidores A/D (ADC2 ... ADC5) en paralelo con un canal para cada uno (señales ADCH5... ADCH8). Las principales especificaciones de lo convertidores son: 12 bit de resolución y rango de tensión de entrada ±10V.
- 8 salidas digitales/analógicas con rango de tensión de conversión ±10V y 16-bit de resolución.
- 20 canales de propósito general (GPIO, General-Purpose Input/Output), con niveles de entrada/salida TTL.



Figura 34. Fotografía del sistema de control. (a) Tarjeta d-SPACE 1104. (b) Panel de conexión.

Para este trabajo de investigación los modelos fueron implementados en MATLBA/Simulink y ejecutados en la tarjeta de control, por medio de la herramienta Real Time Workshop, la cual permite compilar los modelos de Simulink en Lenguaje C y volcar el código generado a la d-SPACE, la cual opera en tiempo real de manera autónoma (Mantilla Villalobos, 2016), (Xian-Wen et al., 2008). Cabe resaltar que la tarjeta se puede programar desde Simulink, gracias a la *toolbox* que ofrece la d-SPACE llamada *rti1104*, la cual incluye los diferentes periféricos y componentes de la tarjeta de control. La Figura 34 (b) presenta los paneles de conexión para el acceso a los periféricos mencionados anteriormente. **5.1.10.1. Estrategia de control implementada en la tarjeta d-SPACE 1104.** Las estrategias de los lazos de control del sistema (generación de la señal de referencia y control del inversor), se implementaron en la tarjeta d-SPACE 1104 como se muestra en el esquema de la Figura 35.



Figura 35. *Diagrama de la implementación de los algoritmos de control en la tarjeta d-SPACE 1104.*

A continuación se mencionan las tareas que se programaron en la tarjeta:

- Lee las señales de entrada (V_a, V_b, V_c, I_a) mediante el módulo de conversión A/D.
- Ejecutar el algoritmo DSOGI-PLL para la estimación de las componentes de secuencia de las tensiones en el PCC y el ángulo.
- Generar las corrientes de referencia en base a la estrategia de control.
- Generación de la señal de conmutación del inversor mediante el módulo PWM de la d-SPACE.

Así mismo, los algoritmos de control implementados para las pruebas experimentales fueron:

• Control del inversor: Controlador Deadbeat y modulación PWM.

- Generación de las corrientes de referencia: Estrategia de control flexible de corriente presentada en este trabajo de investigación.
- Estimación de las componente de secuencia de las tensiones y ángulo en el PCC: DSOGI-PLL.

Los diagramas de la estrategia de control se llevaron a cabo en MATLAB para la tarjeta de control. Cabe mencionar, que el sistema de control implementado se ejecuta a una frecuencia de 10 kHz.

Por otra parte, para la visualización de las variables del sistema la tarjeta d-SPACE ofrece un programa de aplicación denominado *ControlDesk*. Este programa permite visualizar y supervisar las señales desde el computador en tiempo real.

5.2. Resultados experimentales

Para evaluar el funcionamiento del algoritmo de control y la adecuación del prototipo, se consideraron varios casos experimentales, teniendo en cuenta la estrategia de control presentada que se describe a continuación.

Con el objetivo de evaluar el funcionamiento experimental de la estrategia de control presentada en este trabajo de investigación, se considera que el usuario pueda elegir entre los casos de operación presentados a continuación, esto debido al consumo de recursos (memoria) que implica la estrategia de control generalizada presentada en la Sección 3.2.2.

• Caso 1:

En este caso se plantean los parámetros de control utilizado en (López et al., 2018), es decir $k_p^+ = -k_p^- = 1$ y $k_q^+ = k_q^- = 1$. Como resultado, la estrategia de control cumple con los requerimientos LVRT y RCI y evita las oscilaciones de potencia activa. En este sentido, las ecuaciones para el cálculo de de I_p^+ y I_q^+ pueden ser simplificadas como (22) y (23) respectivamente.

A partir de la Ecuación (19) y empleando los parámetros de control establecidos para este

caso, puede ser reducida la expresión para el cálculo de I_p^+ como:

$$I_p^{+2} = \frac{I_{nom}^2}{1 + \left(\frac{V^-}{V^+}\right)^2 - 2\left(\frac{V^-}{V^+}\right)\cos(\varphi)} - \left(I_q^+\right)^2$$
(22)

De esta manera se repite el procedimiento para el cálculo de I_q^+ a partir de la Ecuación 18.

$$I_q^{+2} = \frac{I_{nom}^2}{1 + \left(\frac{V^-}{V^+}\right)^2 - 2\left(\frac{V^-}{V^+}\right)\cos(\varphi)} - \left(I_p^+\right)^2$$
(23)

La estrategia de control presentada en la Sección 3.2.2 utilizará las ecuaciones simplificadas (22) y (23). Al seleccionar este caso se evitan las oscilaciones de potencia activa, mientras se garantiza la inyección segura de corriente a la red.

• Caso 2:

En este caso los parámetro de control son configurados como $k_p^+ = k_q^+ = 1$ y $k_p^- = k_q^- = 0$, con el fin de dar una mayor prioridad al soporte de tensión de tensión por secuencia positiva. De esta manera, se simplifica el cálculo de las componentes de corriente I_p^+ y I_q^+ como (24) y (25) respectivamente.

$$I_p^{+2} = (I_{nom})^2 - (I_q^{+})^2$$
(24)

$$I_q^{+2} = (I_{nom})^2 - (I_p^{+})^2$$
(25)

Cabe mencionar que en este caso se obtiene un mayor soporte de tensión de secuencia positiva, sin embargo, no se puede garantizar oscilaciones de potencia cero.

• Caso 3:

Este caso es tomado en cuenta principalmente cuando el usuario decida soportar a la red mediante la inyección total de corriente reactiva o en caso de presentarse condiciones severas de fallas en la red, se obtienen las corrientes de referencia a partir de $I_q^+ = I_{nom}$, $I_p^+ = I_p^- =$ $I_q^- = 0$. Para los casos planteados, el mayor soporte de V^+ es en el Caso 3, así mismo las oscilaciones de potencia activa que aparecen son considerablemente altas comparadas con el Caso 2.

5.2.1. Tensiones ideales en el PCC

En este caso se consideran unas tensiones ideales en el PCC, las cuales siguen la ecuación (21). Las Figuras 36 y 37 presentan el comportamiento del sistema en condiciones de operación normal considerando $P_G = 700[W]$ (escenario de baja producción de potencia) y $P_G = 2000[W]$ (potencia nominal del inversor), respectivamente. Para el escenario de baja potencia, se puede observar la forma de onda de las corrientes inyectadas a la red en la Figura 36 (a), asimismo, la forma de onda de la tensión en el PCC se muestra en la Figura 36 (b), en la cual se puede apreciar un rizado (ondulación) a baja frecuencia. En este sentido, las figuras 36 (c) y (d) presentan las componentes de secuencia positiva y negativa a la frecuencia fundamental de las tensiones del PCC, las cuales presentan el mismo rizado de baja frecuencia que se mencionó anteriormente. Además, la potencia activa se muestra en la Figura 36 (e), la cual a pesar de tener el rizado de baja frecuencia su valor medio corresponde con los 700 [W] establecidos por la fuente de generación.

Por otro lado, los resultados obtenidos para la potencia nominal del inversor presentan un comportamiento similar al descrito anteriormente. En este caso el valor medio de la potencia de referencia equivale a 2000 [W] como se observa en la Figura 37 (e), mientras que el valor medio de la potencia reactiva es aproximadamente cero, como se observa en la Figura 37 (f).

5.2.2. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo A

En este caso se consideró que un hundimiento de tensión Tipo A, en el cual todas las fases presentaron una reducción de tensión en el PCC de 0,5 p.u, el cual equivale a 85 [V] por fase. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los tres escenarios planteados anteriormente.

5.2.2.1. Caso 1. : La Figura 38 presenta la operación del sistema cuando la estrategia entra en el Caso 1, es decir, cuando los parámetros de control son seleccionados de acuerdo con



Figura 36. Resultados experimentales en condición normal de operación $P_G = 700W$. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

(López et al., 2018). Una vez el hundimiento de tensión es detectado como se observa en la Figura 38 (b), el sistema entra en operación LVRT. En este sentido, se evidencia un soporte de tensión de secuencia positiva alrededor de 108 [V] como se presenta en la Figura 38 (c). Asimismo, la Figura 38 (e) presenta la forma de onda de la potencia activa, en la cual se aprecia una oscilación con una amplitud de 100 [W] aproximadamente. Sin embargo, esta oscilación se presenta en condición normal de operación para este sistema, es decir, que en este caso no se incrementan las oscilaciones en la potencia activa.

5.2.2.2. Caso 2. : En este caso se busca brindar soporte de tensión de secuencia positiva sin tener en cuenta la atenuación de las oscilaciones en la potencia activa. En este caso los parámetros de control se establecieron como $k_p^+ = k_q^+ = 1$ y $k_p^- = k_q^- = 0$. La Figura 39 presenta el comportamiento del sistema cuando el algoritmo trabaja en este caso. En este sentido, el soporte de tensión de secuencia positiva se mantiene al presentado en el caso anterior con un valor de



Figura 37. Resultados experimentales en condición normal de operación $P_G = 2000W$. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

 $V^+ = 109[V]$, como se ilustra en la Figura 39 (c). Finalmente, la Figura 39 (e) muestra que la potencia activa durante el hundimiento de tensión presenta oscilaciones alrededor de 300 [W].

5.2.2.3. Caso 3. : En este caso se considera que el inversor de potencia soporta a la red mediante la inyección de corriente reactiva por secuencia positiva, es decir, establece I_q^+ a la corriente nominal del inversor (I_{nom}), mientras que las demás componentes de la corriente se establecen en cero. Al igual que en los dos casos anteriores V^+ se sostiene alrededor de 110 [V], pero las oscilaciones en la potencia activa aumentan considerablemente como se observa en la Figura 40 (f) ($P_{osc} = 410$ [W]). Finalmente, se logra concluir que cuando se presenta un hundimiento de tensión Tipo A el algoritmo brinda un soporte de tensión similar para cualquiera de los casos estudiados. Sin embargo, es importante tener en cuenta las oscilaciones presentadas en los casos 2 y 3 pueden ocasionar problemas en el enlace DC-link, como sobretensiones.



Figura 38. Resultados experimentales hundimiento Tipo A Caso 1. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

5.2.3. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo B

Considere las tensiones en el PCC dadas por la Ecuación (26) para $8,2 \le t \le 10,2$ [s] (duración del hundimiento) y por la ecuación (21) para el resto de la señal. A continuación se presentan los resultados de la operación del sistema para los 3 casos planteados.

$$V_{ga} = 24\sqrt{2}sen(120\pi t - 60^{\circ}) \ [V]$$

$$V_{gb} = 120\sqrt{2}sen(120\pi t - 120^{\circ}) \ [V]$$

$$V_{gc} = 120\sqrt{2}sen(120\pi t + 120^{\circ}) \ [V]$$
(26)

5.2.3.1. Caso 1. :

La Figura 41 (b) presenta la forma de onda de las tensiones en el PCC, en la cual se evidencia que la fase afectada es la a. En este sentido, la inyección de corriente para soportar el



Figura 39. Resultados experimentales hundimiento Tipo A Caso 2. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

hundimiento se muestra en la Figura 41 (a), donde la mayor cantidad de corriente se inyecta por la fase a, sin embargo, se mantiene dentro de los límites establecidos ($I_{max} = I_{nom}$). Cuando la estrategia opera en este caso, los nuevos valores de las componentes de secuencia de la tensión serán: $V^+ = 133 [V] \text{ y } V^- = 44 [V]$, como se ilustra en las figuras 41 (c) y (d) respectivamente. Finalmente, se logra observar unas oscilaciones en la potencia activa (Figura 41 (e)), debido al rizado de baja frecuencia que se presentan en las tensiones del PCC.

5.2.3.2. Caso 2. : La Figura 42 presenta la operación del sistema cuando la estrategia trabaja en el Caso 2, es decir, se opera el soporte de tensión de secuencia positiva, sin garantizar oscilaciones de potencia cero en el sistema. Cabe destacar, que en este caso se evidencia un mayor soporte de V^+ respecto al caso 1, alrededor de 140 [V] (42 (c)), mientras que la componente de secuencia negativa decrece ligeramente ($V^- = 49[V]$), como se observa en la Figura 42 (d). Finalmente, la Figura 42 (e) muestra que se presenta oscilaciones en la potencia activa de magnitud



Figura 40. Resultados experimentales hundimiento Tipo A Caso 3. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

considerable, $P_{osc} = 1200 [W]$.

5.2.3.3. Caso 3. : En este caso el comportamiento es el mismo que el presentado en el hundimiento Tipo A. Se obtiene un soporte de secuencia positiva de $V^+ = 140 [V]$ (Figura 43 (c)), mientras que la componente V^- no presenta ningún cambio (Figura 43 (d)). De igual forma, la Figura 43 (e) presenta la amplitud de las oscilaciones en la potencia activa ($P_{osc} = 1500 [W]$), las cuales podrían ocasionar problemas de estabilidad y sobretensiones en el DC-link.

5.2.4. Condición de falla en la red: hundimiento Tipo C

En este caso se presenta un hundimiento Tipo C, es decir que dos de las fases se ven afectadas en magnitud y ángulo, mientras que la otra permanece constante. En este sentido, para el intervalo de tiempo $8,2 \le t \le 10,2$ [s] en el que se presenta el hundimiento, las tensiones en el PCC



Figura 41. Resultados experimentales hundimiento Tipo B Caso 1. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

están dadas por la Ecuación (27).

$$V_{ga} = 120\sqrt{2}sen(120\pi t) \quad [V]$$

$$V_{gb} = 49, 4\sqrt{2}sen(120\pi t - 161, 15^{\circ}) \quad [V]$$

$$V_{gc} = 75\sqrt{2}sen(120\pi t + 167, 8^{\circ}) \quad [V]$$
(27)

A continuación se presentan los resultados de la operación del sistema para los 3 casos planteados.

5.2.4.1. Caso 1. : La Figura 44 presenta la operación del sistema cuando la estrategia trabaja en el Caso 1. Es decir, se busca soportar a la red por secuencia positiva y disminuir la componente negativa mientras se mantienen las oscilaciones en la potencia activa cercanas a cero. La Figura 44 (a) muestra que la condición de falla se presenta en las fases b y c, mientras que la fase a permanece constante. La componente V^+ incrementa alrededor de 110 [V], mientras que la componente V^- decrece significativamente alrededor de 60 [V], como se ilustra en las figuras 44



Figura 42. Resultados experimentales hundimiento Tipo B Caso 2. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

(c) y (d) respectivamente. Finalmente, se evidencian leves oscilaciones en la potencia activa como se esperaba (Figura 44 (e)).

5.2.4.2. Caso 2. :

En este caso, se espera obtener un mayor soporte de tensión de secuencia positiva sin garantizar una atenuación en la amplitud de las oscilaciones en la potencia activa. De este modo, la Figura 45 (c) presenta que la componente V^+ incrementa alrededor de 125 [V], sin embargo, la componente V^- decrece ligeramente como se observa en la Figura 45 (d). Respecto a las oscilaciones presentadas en la amplitud de la potencia activa, se obtiene un valor considerable de $p_{osc} = 1600 [W]$, como se observa en la Figura 45 (e). Finalmente, es importante recalcar que las corrientes inyectadas a la red se encuentran dentro de los límites planteados en este trabajo de investigación.



Figura 43. *Resultados experimentales hundimiento Tipo B Caso 3. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.*

5.2.4.3. Caso 3. : Cuando la estrategia opera en el Caso 3, es decir, cuando el soporte de tensión se realiza únicamente a través de la componente reactiva de secuencia positiva ($I_q^+ = I_{nom}$), el comportamiento es el mismo descrito en los casos anteriores.

En las figuras 46 (c) y (d) se presenta el máximo soporte de $V^+=122$ [V] y el mismo valor de V^- , respectivamente. Finalmente, se presenta la magnitud de las oscilaciones en la potencia activa en la Figura 46.



Figura 44. Resultados experimentales hundimiento Tipo C Caso 1. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.



Figura 45. Resultados experimentales hundimiento Tipo C Caso 2. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.



Figura 46. Resultados experimentales hundimiento Tipo C Caso 3. (a) Corrientes de fase inyectadas. (b) Tensiones de fase en el PCC. (c) Amplitud de la tensión de secuencia positiva en el PCC. (d) Amplitud de la tensión de secuencia negativa en el PCC. (e) Potencia activa instantánea entregada. (f) Potencia reactiva instantánea entregada.

6. Conclusiones

Este trabajo de investigación presentó el diseño de una estrategia de control flexible de corriente generalizada para DPGS de conexión a la red con capacidad de LVRT. La estrategia busca emplear los DPGS durante la ocurrencia de hundimientos de tensión para dar soporte a la red eléctrica teniendo en cuenta restricciones y requerimientos establecidos por los códigos de red y limitaciones de operación del sistema. El diseño de la estrategia de control flexible generalizada permite utilizar la máxima capacidad del inversor de potencia ante hundimientos de tensión cumpliendo con las restricciones y requerimientos propuestos.

El trabajo de investigación también presenta la propuesta de un algoritmo que permite estudiar las capacidades de soporte de tensión y algunas características operativas del sistema de acuerdo con la variación de los parámetros de control de la estrategia flexible diseñada. Por una parte, el algoritmo propuesto permite el análisis de diferentes casos y modos de operación de la estrategia de control, de modo que un diseñador pueda seleccionar una funcionalidad deseada dentro de los límites establecidos por los códigos de red.

Para evaluar el funcionamiento de la estrategia de control flexible diseñada se realizaron pruebas de simulación en MATLAB y se adecuó un prototipo experimental del sistema bajo estudio el cual permitió realizar pruebas para distintos casos de operación establecidos. Cabe resaltar, que tanto para las pruebas de simulación, como para el caso experimental, se consideró una impedancia de red altamente inductiva, por lo tanto el máximo de soporte de tensión de secuencia positiva (V^+) se logró cuando el DPGS inyecta únicamente potencia reactiva a la red durante el hundimiento de tensión. Sin embargo, esta potencia reactiva fue inyectada únicamente por la componente de secuencia positiva de la corriente, por lo que produce altas oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada a la red, lo que puede afectar la tensión en el enlace de DC del inversor. Para resolver este problema, se debe equilibrar la cantidad de potencia reactiva entregada por las secuencias positiva y negativa de la corriente; sin embargo, el código de red debe permitir esta operación.

La selección de los parámetros de control de la estrategia flexible diseñada puede ser realizada de acuerdo a los objetivos deseados por el diseñador, sin embargo, se debe tener especial cuidado con la selección de parámetros que conlleven a elevadas oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada a la red, dado que este comportamiento genera oscilaciones en la tensión del enlace de DC del inversor, lo cual puede resultar en la inyección de corrientes distorsionadas a la red o a sobretensiones en el condensador del enlace de DC.

6.1. Futuros trabajos

A continuación se exponen algunos de los proyectos futuros que podrían dar continuación a esta investigación:

- La exploración de estrategias de control para inversores de potencia de conexión a la red durante hundimientos de tensión representa un área de investigación muy prometedora, especialmente en redes tipo RL, con el objetivo de lograr un soporte de tensión óptimo. Por lo tanto, sería interesante explorar el desarrollo de nuevos controladores que puedan calcular las corrientes de referencia en función del ángulo de impedancia de la red, garantizando el funcionamiento seguro del inversor y el cumplimiento de los códigos de red.
- Se sugiere explorar la implementación de diversos algoritmos de sincronización con la finalidad de disminuir el tiempo de respuesta de la estrategia de control. Dicha investigación podría contribuir significativamente a mejorar la eficiencia y la respuesta en tiempo real de los sistemas de control.
- Dado el buen rendimiento de la estrategia de control propuesta, se plantea la evaluación de dicha estrategia en múltiples nodos de una red de distribución. Posteriormente, se realice el análisis de los indicadores de calidad de la potencia ante diferentes tipos de hundimientos de tensión.

6.2. Publicaciones realizadas

A continuación, se detallan las publicaciones presentadas en congresos en las que participé durante el desarrollo de esta maestría de investigación.

- Esparza, A., Moreno, I., Mantilla, M. A., Mejía-Ruiz, G. E., & Blondin, M. J. (2022, October). A Voltage Support Strategy Based on a Per-Phase Controlled Inverter in Faulty Networks. In 2022 IEEE PES Generation, Transmission and Distribution Conference and Exposition–Latin America (IEEE PES GTD Latin America) (pp. 1-5). IEEE.
- Moreno, I. J., Mantilla, M. A., Esparza, A., Rey, J. M., & Rincón, D. J. (2023, June). Flexibilities of a Voltage Support Control Strategy for Grid-Connected Inverter-Interfaced Distributed Generators during Voltage Sags. In 2023 IEEE 14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) (pp. 645-650). IEEE.

De igual manera, se presenta la publicación realizada en una revista, la cual se desarrolló durante una pasantía de investigación llevada a cabo.

 Moreno, I. J., Ouardani, D., Chaparro-Arce, D., & Cardenas, A. (2023). Real-Time Hardwarein-the-Loop Emulation of Path Tracking in Low-Cost Agricultural Robots. Vehicles, 5(3), 894-913.

6.3. Pasantía de Investigación

Durante la ejecución de tesis, se realizó una pasantía de investigación en el *Département de génie électrique et génie informatique, Université du Québec à Trois-Rivières, Canada*, bajo la dirección del Dr. Alben Cardenas. La pasantía tuvo una duración de seis meses.

Bibliografía

- Al-Shetwi, A. Q., Sujod, M. Z., & Blaabjerg, F. (2018). Low voltage ride-through capability control for single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant. *Solar Energy*, 159, 665-681.
- Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., & Timbus, A. (2006). Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5), 1398-1409. https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997
- Bollen, M. H. (2000). Appendix B: IEEE Standards on Power Quality. En Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions (pp. 481-483). https://doi.org/10.1109/ 9780470546840.app2
- Cáceres, G. A. V., Lizarazo, J. C. G., Villalobos, M. A. M., & Suárez, J. F. P. (2010). Active power filters: A comparative analysis of current control techniques. 2010 IEEE ANDESCON, 1-6. https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2010.5631646
- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Borrell, A., & de Vicuña, L. G. (2015a). Active and Reactive Power Strategies With Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(3), 1515-1525. https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2347266
- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Borrell, A., & de Vicuña, L. G. (2015b). Active and Reactive Power Strategies With Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(3), 1515-1525. https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2347266
- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Guzman, R., & Borrell, A. (2014). Reactive Power Control for Distributed Generation Power Plants to Comply With Voltage Limits During Grid Faults. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(11), 6224-6234. https://doi.org/10.1109/ TPEL.2014.2301463

- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Martí, P., & Velasco, M. (2016). Maximizing positive sequence voltage support in inductive-resistive grids for distributed generation inverters during voltage sags. *IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2343-2348.
- Castilla, M., Camacho, A., Miret, J., Guzmán, R., & García de Vicuña, L. (2020). Avoiding overvoltage problems in three-phase distributed-generation systems during unbalanced voltage sags. *IET Power Electronics*, 13(8), 1537-1545. https://doi.org/https://doi.org/10.1049/ietpel.2019.1178
- Castilla, M., Miret, J., Camacho, A., Matas, J., & García de Vicuña, L. (2014). Voltage Support Control Strategies for Static Synchronous Compensators Under Unbalanced Voltage Sags. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(2), 808-820. https://doi.org/10.1109/TIE. 2013.2257141
- Çelík, D., & Meral, M. E. (2019). A flexible control strategy with overcurrent limitation in distributed generation systems. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 104, 456-471. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.06.048
- Chattopadhyay, S., Mitra, M., Sengupta, S., Chattopadhyay, S., Mitra, M., & Sengupta, S. (2011). *Electric power quality.* Springer.
- Chen, H.-C., Lee, C.-T., Cheng, P.-T., Teodorescu, R., & Blaabjerg, F. (2016). A Low-Voltage Ride-Through Technique for Grid-Connected Converters With Reduced Power Transistors Stress. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(12), 8562-8571. https://doi.org/10. 1109/TPEL.2016.2522511
- Chroma. (2012, enero). *Programmable AC Source 61511/61512 Users Manual* (1era ed.). Chroma ATE INC.
- Dehghani Tafti, H., Maswood, A. I., Konstantinou, G., Pou, J., & Acuna, P. (2018). Active/reactive power control of photovoltaic grid-tied inverters with peak current limitation and zero active power oscillation during unbalanced voltage sags. *IET Power Electronics*, 11(6), 1066-1073. https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-pel.2017.0210

- Figueres, E., Garcera, G., Sandia, J., Gonzalez-Espin, F., & Calvo Rubio, J. (2009). Sensitivity Study of the Dynamics of Three-Phase Photovoltaic Inverters With an LCL Grid Filter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(3), 706-717. https://doi.org/10.1109/TIE. 2008.2010175
- Garnica, M., de Vicuña, L. G., Miret, J., Castilla, M., & Guzmán, R. (2020). Optimal Voltage-Support Control for Distributed Generation Inverters in RL Grid-Faulty Networks. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 67, 8405-8415. https://doi.org/10.1109/TIE.2019. 2949544
- Garnica López, M. A., et al. (2019). *Control of grid-connected three-phase three-wire voltage sourced inverters under voltage disturbances*. Universitat Politècnica de Catalunya.
- Ghosh, A., & Ledwich, G. (2012). *Power quality enhancement using custom power devices*. Springer science & business media.
- Guo, X., Liu, W., & Lu, Z. (2017). Flexible Power Regulation and Current-Limited Control of the Grid-Connected Inverter Under Unbalanced Grid Voltage Faults. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(9), 7425-7432. https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2669018
- Haidar, A. M., & Julai, N. (2019). An improved scheme for enhancing the ride-through capability of grid-connected photovoltaic systems towards meeting the recent grid codes requirements. *Energy for Sustainable Development*, 50, 38-49.
- Honrubia-Escribano, A., Ramirez, F. J., Gómez-Lázaro, E., Garcia-Villaverde, P. M., Ruiz-Ortega, M. J., & Parra-Requena, G. (2018). Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 488-501. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.061
- Howlader, A. M., Sadoyama, S., Roose, L. R., & Chen, Y. (2020). Active power control to mitigate voltage and frequency deviations for the smart grid using smart PV inverters. *Applied Energy*, 258, 114000.
- IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. (2009). *IEEE Std 1159-2009* (*Revision of IEEE Std 1159-1995*), 1-94. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067

- IEEE Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF). (2019). IEEE Std 1159.3-2019 (Revision of IEEE Std 1159.3-2003), 1-185. https://doi.org/10.1109/ IEEESTD.2019.8697192
- IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. (2018). IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003), 1-138. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112
- IRENA. (2019). Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables.
- Ji, L., Shi, J., Hong, Q., Fu, Y., Chang, X., Cao, Z., Mi, Y., Li, Z., & Booth, C. (2021). A Multi-Objective Control Strategy for Three Phase Grid-Connected Inverter During Unbalanced Voltage Sag. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(4), 2490-2500. https://doi.org/10. 1109/TPWRD.2020.3025158
- Joshi, J., Swami, A. K., Jately, V., & Azzopardi, B. (2021). A comprehensive review of control strategies to overcome challenges during LVRT in PV systems. *IEEE Access*.
- Kharrazi, A., Sreeram, V., & Mishra, Y. (2020). Assessment techniques of the impact of grid-tied rooftop photovoltaic generation on the power quality of low voltage distribution network-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109643.
- Lee, J. H., Yoon, Y. H., & Kim, J. M. (2015). Analysis of IEC 61727 Photovoltaic (PV) systems Characteristics of the utility interface. *International Journal of Internet, Broadcasting and Communication*, 7(2), 90-95.
- Liserre, M., Blaabjerg, F., & Hansen, S. (2005). Design and control of an LCL-filter-based threephase active rectifier. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5), 1281-1291. https: //doi.org/10.1109/TIA.2005.853373
- Liu, Y., Abu-Rub, H., & Ge, B. (2014). Z-Source\/Quasi-Z-Source inverters: Derived networks, modulations, controls, and emerging applications to photovoltaic conversion. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 8(4), 32-44.

- López, M. A. G., de Vicuña, J. L. G., Miret, J., Castilla, M., & Guzmán, R. (2018). Control strategy for grid-connected three-phase inverters during voltage sags to meet grid codes and to maximize power delivery capability. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(11), 9360-9374.
- Ma, Y., Azuatalam, D., Power, T., Chapman, A. C., & Verbič, G. (2019). A novel probabilistic framework to study the impact of photovoltaic-battery systems on low-voltage distribution networks. *Applied Energy*, 254, 113669.
- Mantilla Villalobos, M. A. (2016). Control de Generadores Fotovoltaicos con Funciones de Filtrado Activo en Sistemas Trifásicos Distorsionados y Desequilibrados. Universidad Industrial de Santander.
- Melhorn, C. J., Maitra, A., Sunderman, W., Waclawiak, M., & Sundaram, A. (2005). Distribution system power quality assessment phase II: voltage sag and interruption analysis. *Record* of Conference Papers Industry Applications Society 52nd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, 113-120.
- MinMinas. (2014). *Energías renovables no convencionales*. https://www.minenergia.gov.co/ energias-renovables-no-convencionales
- Miret, J., Camacho, A., Castilla, M., Vicuna, L. D., & Matas, J. (2013). Control scheme with voltage support capability for distributed generation inverters under voltage sags. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28, 5252-5262. https://doi.org/10.1109/TPEL.2013. 2246190
- Miret, J., Camacho, A., Castilla, M., García de Vicuña, J. L., & de la Hoz, J. (2015). Reactive current injection protocol for low-power rating distributed generation sources under voltage sags. *IET Power Electronics*, 8(6), 879-886. https://doi.org/https://doi.org/10.1049/ietpel.2014.0593
- Miret, J., Castilla, M., Camacho, A., Vicuña, L. G. d., & Matas, J. (2012). Control Scheme for Photovoltaic Three-Phase Inverters to Minimize Peak Currents During Unbalanced Grid-

Voltage Sags. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(10), 4262-4271. https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2191306

- Miret, J., Garnica, M. A., Castilla, M., Garcia de Vicuña, J. L., & Camacho, A. (2019). PI-based controller for low-power distributed inverters to maximise reactive current injection while avoiding over voltage during voltage sags. *IET Power Electronics*, 12(1), 83-91. https: //doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-pel.2018.5071
- Mojdehipoor, M. R., & Mardaneh, M. (2019). Performance comparison of synchronous reference frame-based PLLs topologies under power quality disturbances. *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 43, 307-321.
- Murdock, H., Gibb, D., & André, T. (2021). RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT, tipo @ONLINE. Consultado en 2021, desde https://www.ren21.net/wp-content/uploads/ 2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- Pal, Y., Swarup, A., & Singh, B. (2008). A Review of Compensating Type Custom Power Devices for Power Quality Improvement. 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, 1-8. https://doi.org/10.1109/ICPST.2008. 4745338
- Positive and Negative Sequence Control Strategies to Maximize the Voltage Support in Resistive-Inductive Grids during Grid Faults. (2018). *IEEE Transactions on Power Electronics*, *33*, 5362-5373. https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2732452
- Robles, E., Haro-Larrode, M., Santos-Mugica, M., Etxegarai, A., & Tedeschi, E. (2019). Comparative analysis of European grid codes relevant to offshore renewable energy installations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 171-185. https://doi.org/https: //doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.002.ï¿j
- Rodriguez, P., Luna, A., Hermoso, J. R., Etxeberria-Otadui, I., Teodorescu, R., & Blaabjerg, F. (2011). Current control method for distributed generation power generation plants under grid fault conditions. *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1262-1269. https://doi.org/10.1109/IECON.2011.6119490
- Routimo, M., Salo, M., & Tuusa, H. (2007). Comparison of Voltage-Source and Current-Source Shunt Active Power Filters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(2), 636-643. https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.890005
- Sosa, J. L., Castilla, M., Miret, J., Matas, J., & Al-Turki, Y. A. (2016). Control Strategy to Maximize the Power Capability of PV Three-Phase Inverters During Voltage Sags. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(4), 3314-3323. https://doi.org/10.1109/TPEL.2015. 2451674
- Suárez, J. F. P. (2007). Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados [Tesis doctoral, Universidad Carlos III de Madrid].
- Sufyan, M., Rahim, N. A., Eid, B., & Raihan, S. R. S. (2019). A comprehensive review of reactive power control strategies for three phase grid connected photovoltaic systems with low voltage ride through capability. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(4), 042701.
- Suul, J. A., Luna, A., Rodríguez, P., & Undeland, T. (2012). Virtual-Flux-Based Voltage-Sensor-Less Power Control for Unbalanced Grid Conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(9), 4071-4087. https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2190301
- Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodriguez, P. (2011). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. John Wiley & Sons.
- Trzynadlowski, A., Blaabjerg, F., Pedersen, J., Kirlin, R., & Legowski, S. (1994). Random pulse width modulation techniques for converter-fed drive systems-a review. *IEEE Transactions* on Industry Applications, 30(5), 1166-1175. https://doi.org/10.1109/28.315226
- UPME. (2022, diciembre). Informe de Registro de Proyectos de Generación Diciembre 2022. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/siel/Seguimiento_ proyectos_generacion/Informe_Avance_proyectos_Generacion_Diciembre_2022.pdf
- Veldhuis, A. J., Leach, M., & Yang, A. (2018). The impact of increased decentralised generation on the reliability of an existing electricity network. *Applied Energy*, 215, 479-502.

- Villa Manrique, A. (2011). *Estudio del filtro lcl aplicado a inversores fotovoltaicos* [Tesis de maestría].
- Wu, B., & Narimani, M. (2017). Cascaded H-Bridge Multilevel Inverters. En High-Power Converters and AC Drives (pp. 119-141). https://doi.org/10.1002/9781119156079.ch7
- Xian-Wen, S., Yue, W., & Zhao-An, W. (2008). Dual reference frame scheme for distributed generation grid-connected inverter under unbalanced grid voltage conditions. 2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference, 4552-4555.
- Yang, Y., Chen, W., & Blaabjerg, F. (2014). Advanced control of photovoltaic and wind turbines power systems. En Advanced and intelligent control in power electronics and drives (pp. 41-89). Springer.
- Yang, Y., Enjeti, P., Blaabjerg, F., & Wang, H. (2015). Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy: Grid Code Modifications Are Explored in the Distribution Grid. *IEEE Industry Applications Magazine*, 21(5), 21-31. https://doi.org/10.1109/MIAS.2014.2345837