

Integración De Sistemas Fotovoltaicos A La Red Con Funcionalidades De Compensación De  
Carga Y Capacidad De Operación Ante Hundimientos De Tensión

Fausto Osorio Silva

Trabajo de Grado para Optar al Título de Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica

Director

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en Ingeniería

Codirector

Johann Farith Petit Suárez

Doctor en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad De Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Doctorado en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica Bucaramanga

Bucaramanga

2025

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	13
Inversores fotovoltaicos multifuncionales .....	16
Estrategias para la limitación de corriente y priorización de las funcionalidades del inversor: ...	21
Capacidades de low-voltage ride-through (LVRT) .....	23
Algoritmos de sincronización: .....	28
Generación de las señales de referencia: .....	30
Resumen de trabajos del estado del arte .....	33
Contribuciones .....	35
Divulgación científica.....	36
Estructura del documento .....	37
1 Objetivos .....	39
1.1 Objetivo general.....	40
1.2 Objetivos específicos .....	40
2 SISTEMA FOTOVOLTAICO MULTIFUNCIONAL DE CONEXIÓN A LA RED .....	42
2.1 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).....	43
2.2 Limitación de la potencia activa (APC).....	45
2.3 Sincronización con la red y extracción de las componentes de secuencia .....	47
2.4 Control de la tensión del bus de DC .....	50
2.5 Generación de las señales de referencia.....	50
2.6 Control de Corriente .....	50
2.7 Control Proporcional Resonante .....	53

3 ESTRATEGIA DE CONTROL FLEXIBLE DE CORRIENTE PARA INVERSORES PV MULTIFUNCIONALES .....	58
3.1 Objetivos de control.....	58
3.2 Generación de las corrientes de referencia .....	60
3.3 Algoritmo de control del inversor.....	67
4 ALGORITMO DE CONTROL PARA LA INCORPORACIÓN DE CAPACIDADES DE <i>LOW VOLTAGE RIDE THROUGH</i> (LVRT).....	74
4.1 Requisito de inyección de potencia reactiva.....	74
4.2 Generación de las corrientes de referencia .....	76
4.3 Limitación de corriente .....	77
4.4 Algoritmo de control unificado para la incorporación de capacidades de LVRT y funcionalidades de compensación de carga .....	82
5 RESULTADOS DE SIMULACIÓN .....	85
5.1 Parámetros y configuración del sistema .....	85
5.2 Pruebas y resultados de simulación .....	89
5.3 Operación bajo condiciones normales de la red .....	90
5.4 Operación ante la ocurrencia de hundimientos de tensión.....	97
6 PRUEBAS EXPERIMENTALES .....	106
6.1 Pruebas y resultados experimentales bajo condiciones normales de la red.....	110
6.2 Pruebas y resultados experimentales ante la ocurrencia de hundimientos de tensión .....	126
7 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	132
7.1 Trabajos Futuros .....	139
8 REFERENCIAS.....	142

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Resumen del estado del arte de sistemas fotovoltaicos multifuncionales de conexión a la red .....	34
Tabla 2. Parámetros de simulación. ....	86
Tabla 3. Componentes de potencia de la carga bajo condiciones operativas normales.....	88
Tabla 4. Parámetros de las pruebas experimentales.....	108
Tabla 5. Casos de estudio.....	110

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema simplificado de un sistema PV multifuncional de conexión a la red.....	17
Figura 2. Ejemplo de curva característica de operación para sistemas de generación distribuida ante fallas de corta duración. ....	25
Figura 3. Ejemplo del requerimiento de inyección de potencia reactiva ante un hundimiento de tensión.....	27
Figura 4. Esquema general del sistema fotovoltaico multifuncional de conexión a la red.....	42
Figura 5. Algoritmo de Perturbar y Observar (P&O) .....	45
Figura 6. Control del convertidor DC/DC elevador incluyendo los modos de operación MPPT y APC.....	47
Figura 7. Diagrama de bloques del algoritmo de sincronización con la red DSOGI-FLL .....	48
Figura 8. Diagrama reducido de inversor fotovoltaico conectado a la red .....	54
Figura 9. Control de corriente en el marco de referencia estacionario $\alpha\beta$ .....	56
Figura 10. Diagrama de bode para la ganancia de lazo $L(s)$ .....	57
Figura 11. Algoritmo propuesto para el control del inversor PV multifuncional.....	73
Figura 12. Requisito de inyección de corriente reactiva, adaptado del código de red español ....	75
Figura 13. Algoritmo propuesto para la operación del inversor PV multifuncional con capacidades de LVRT y funcionalidades de compensación de carga. ....	84
Figura 14. Potencias y corrientes en la carga. a) Potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga, b) Corrientes demandadas por la carga trifásica. ....	89

Figura 15. a) Corriente nominal y corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional b) Parámetros de control <b>k1</b> y <b>k2</b> c) Corrientes por la red de distribución.....	92
Figura 16. Potencias activa y reactiva instantáneas del sistema. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( <b>pc</b> ), demandada por la red de distribución ( <b>ps</b> ), y entregada por el arreglo fotovoltaico ( <b>pPV</b> ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( <b>qc</b> ) y demandada por la red de distribución ( <b>qs</b> ). .....	93
Figura 17. Tensión en el bus de DC ( $V_{dc}$ ).....	95
Figura 18. Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u sin y con la funcionalidad de compensación de carga. a) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva b) Amplitudes de las componentes de secuencia negativa. .	96
Figura 19. a) Tensiones en la fuente trifásica del equivalente de la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal c) Corrientes por la red de distribución. ....	100
Figura 20. Potencias activa y reactiva instantáneas del sistema. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( <b>pc</b> ), demandada por la red de distribución ( <b>ps</b> ), y entregada por el arreglo fotovoltaico ( <b>pPV</b> ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( <b>qc</b> ) y demandada por la red de distribución ( <b>qs</b> ). .....	102
Figura 21. Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u. sin y con las capacidades de compensación de carga y de LVRT. a) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva b) Amplitudes de las componentes de secuencia negativa.	103
Figura 22. Tensión en el bus de DC ( $V_{dc}$ ).....	105
Figura 23. Diagrama de bloques del prototipo experimental.....	106
Figura 24. Prototipo experimental .....	107

Figura 25. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.....	111
Figura 26. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $pc$ ) y demandada por la red de distribución ( $ps$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $qc$ ) y demandada por la red de distribución ( $qs$ ). .....	113
Figura 27. Parámetros de control $k1$ y $k2$ . .....	113
Figura 28. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.....	114
Figura 29. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.....	116
Figura 30. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $pc$ ) y demandada por la red de distribución ( $ps$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $qc$ ) y demandada por la red de distribución ( $qs$ ). .....	117
Figura 31. Parámetros de control $k1$ y $k2$ . .....	118
Figura 32. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.....	119
Figura 33. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.....	120
Figura 34. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $pc$ ) y demandada por la red de distribución ( $ps$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $qc$ ) y demandada por la red de distribución ( $qs$ ). .....	121
Figura 35. Parámetros de control $k1$ y $k2$ . .....	122

Figura 36. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.....	123
Figura 37. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.....	124
Figura 38. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( <b>pc</b> ) y demandada por la red de distribución ( <b>ps</b> ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( <b>qc</b> ) y demandada por la red de distribución ( <b>qs</b> ). .....	125
Figura 39. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.....	126
Figura 40. a) Tensiones en el PCC b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor. ....	129
Figura 41. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( <b>pc</b> ) y demandada por la red de distribución ( <b>ps</b> ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( <b>qc</b> ) y demandada por la red de distribución ( <b>qs</b> ). .....	131
Figura 42. Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u. sin y con las capacidades de compensación de carga y de LVRT. a) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva b) Amplitudes de las componentes de secuencia negativa.	132

## Resumen

**Título:** Integración de sistemas fotovoltaicos a la red con funcionalidades de compensación de carga y capacidad de operación ante hundimientos de tensión\*

**Autor:** Fausto Osorio Silva\*\*

**Palabras Clave:** Sistemas fotovoltaicos, Compensación de carga, Hundimientos de tensión, Inversores fotovoltaicos multifuncionales, Control flexible, Low Voltage Ride Through (LVRT), Compensación de desbalance de carga.

**Descripción:** La integración de servicios auxiliares en inversores fotovoltaicos (PV) conectados a la red permite mejorar la calidad de la energía y la confiabilidad en redes de distribución. Un inversor PV con funcionalidades adicionales, como compensación de carga, se denomina inversor multifuncional. Incorporar estas funcionalidades en inversores de próxima generación mejora el aprovechamiento de su capacidad nominal y su rentabilidad. Entre los servicios auxiliares requeridos se encuentran las capacidades de Fault Ride-Through (FRT) y soporte de red durante fallas de corta duración, exigidas actualmente por códigos de red en distintos países.

Al integrar estas funcionalidades, debe considerarse la corriente nominal del inversor, ya que los servicios auxiliares pueden demandar potencias que excedan su capacidad. Por tanto, los algoritmos de control deben limitar la corriente inyectada, considerando las exigencias de

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Doctorado en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica. Director: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica. Codirector: Johann Farith Petit Suárez. Doctor en Ingeniería.

compensación. Esto es especialmente relevante en la compensación de desbalance de carga, donde el inversor debe generar corrientes desbalanceadas.

Esta tesis propone una estrategia de control flexible para inversores multifuncionales que integran compensación de factor de potencia y desbalance de carga, manteniendo la corriente dentro de límites seguros. La estrategia utiliza dos parámetros de control que definen las capacidades de compensación según la potencia activa disponible y las necesidades de la carga. Además, se implementa un algoritmo de control que prioriza funciones según un esquema jerárquico: inyección de potencia activa, compensación de potencia reactiva y compensación de desbalance.

Adicionalmente, se propone un algoritmo que incorpora capacidades Low Voltage Ride Through (LVRT), permitiendo al inversor continuar conectado y brindar soporte de potencia reactiva ante hundimientos de tensión.

Las propuestas fueron validadas mediante simulaciones en Matlab/Simulink y pruebas experimentales, evidenciando un desempeño adecuado bajo cargas desbalanceadas y eventos de hundimiento de tensión.

Este trabajo se enmarca en el proyecto financiado por Minciencias y la Universidad Industrial de Santander (contrato 80740-542-2020).

### Abstract

**Title:** Integration Of Photovoltaic Systems Into The Grid With Load Compensation Functionalities And Operation During Voltage Sags\*

**Author(s):** Fausto Osorio Silva\*\*

**Key Words:** Photovoltaic systems, Load compensation, Voltage sags, Multifunctional photovoltaic inverters, Flexible control, Low Voltage Ride Through (LVRT), Load unbalance compensation.

**Description:** The integration of auxiliary services into grid-connected photovoltaic (PV) inverters enhances power quality and addresses stability and reliability challenges in distribution networks. A PV inverter that includes additional functionalities, such as load compensation, is referred to as a multifunctional inverter. Incorporating these features into the next generation of PV inverters enables better utilization of the rated capacity, improving system cost-effectiveness. Furthermore, functionalities like Fault Ride-Through (FRT) and reactive power support during short-duration faults are increasingly required by grid codes in systems with high distributed generation.

One key consideration is the inverter's nominal current limit, as auxiliary services may demand power beyond its rated capacity. Control algorithms must therefore restrict the inverter's current to avoid component overloading. This becomes especially relevant when addressing load

---

\* Degree Work

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Doctorado en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica. Director: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica. Codirector: Johann Farith Petit Suárez. Doctor en Ingeniería.

unbalance, which requires injecting unbalanced currents. The control strategy must then include current limiting that accounts for this condition.

This PhD thesis presents a flexible control strategy for multifunctional PV inverters that includes power factor correction and load unbalance compensation, ensuring operation within safe current limits. The strategy defines two tunable control parameters that adjust the compensation capabilities based on the portion of the rated capacity not used for active power injection and the required compensation levels. A current-limiting algorithm is also proposed, establishing compensation priorities through a hierarchical scheme: active power injection, reactive power compensation, and load unbalance compensation.

Additionally, the thesis introduces an algorithm to integrate Low Voltage Ride Through (LVRT) functionality, allowing the inverter to remain connected and support reactive power injection during voltage sags, in compliance with grid code requirements.

The proposed system was validated through simulations in Matlab/Simulink and experimental testing under various conditions. Results confirm effective performance under unbalanced loads and voltage sags.

This work was conducted within the research project funded by Minciencias and UIS (contract No. 80740-542-2020).

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable han cobrado una significativa relevancia en las últimas décadas, impulsadas por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. Entre estas fuentes se encuentran las energías eólica, solar, hidráulica, geotérmica, y mareomotriz, entre otras. Cada una de las tecnologías empleadas para el aprovechamiento de estas fuentes renovables, presenta características y desafíos particulares en términos de su integración y operación en las redes eléctricas modernas.

Los sistemas fotovoltaicos (PV del inglés *photovoltaics*) son fundamentales en la transición hacia una matriz energética sostenible y en la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. Estos sistemas son considerados una de las fuentes de energía renovable más prometedoras debido a su operación silenciosa, facilidad de instalación y limpieza, la perennidad de su fuente primaria, y su funcionamiento sin contaminación (Boukezata et al., 2016). El aprovechamiento de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos permite la conversión directa de la radiación solar en electricidad, utilizable tanto en sistemas aislados como conectados a la red eléctrica. Según el informe de la organización intergubernamental IRENA (*International Renewable Energy Agency*) (Renewable Energy Agency, 2024) capacidad instalada global de energía solar fotovoltaica ha crecido rápidamente en los últimos años, superando los 1400 GW a nivel mundial para el año 2023.

Actualmente, la penetración de sistemas PV conectados en redes de distribución de baja tensión (LVDN del inglés *low voltage distribution networks*) está creciendo extensivamente y se espera que aumente rápidamente en el futuro. Este crecimiento es impulsado no solo por los beneficios mencionados, sino también por la disminución de los precios de esta tecnología, la

operación más segura con menores costos operativos, y las políticas gubernamentales de apoyo (Singh et al., 2016).

Sin embargo, la integración de la energía fotovoltaica en las redes eléctricas actuales no está exenta de desafíos. La intermitencia y variabilidad inherente de la generación fotovoltaica plantea problemas para la estabilidad y el balance de la red. La falta de generación durante la noche y las fluctuaciones diarias debidas a las condiciones meteorológicas requieren soluciones avanzadas de gestión de la demanda y almacenamiento de energía (Lund et al., 2017). Además, la alta penetración de energía fotovoltaica puede provocar fenómenos de sobretensión y afectar la calidad de la energía en las redes de distribución (Guerrero et al., 2011).

Los sistemas PV suelen tener conexiones de fase relativamente arbitrarias en las LVDN, donde es común encontrar tres tipos diferentes de conexiones: trifásica, bifásica y monofásica. Combinado con la naturaleza intermitente de estos sistemas, esto presenta un desafío en términos de problemas de calidad de la energía. A medida que más sistemas PV se integran en las LVDN, las incertidumbres relacionadas con los desequilibrios del sistema aumentan.

Otro problema importante en las LVDN está relacionado con la penetración masiva de cargas monofásicas, que a menudo están conectadas de manera desordenada a lo largo de la red. Esto puede llevar a serios desequilibrios de corriente. El flujo de potencia no simétrico a través de las tres fases puede aumentar los desequilibrios de tensión y causar problemas significativos de sobretensión. Esto afecta negativamente la eficiencia de la red de distribución, aumenta las pérdidas de energía y la inestabilidad del sistema. Estos desequilibrios también pueden provocar problemas técnicos como fallas en cargas sensibles, sobrecalentamiento de equipos eléctricos, y posibles daños a largo plazo en los equipos (Nour et al., 2023). Sumado a lo anterior, el uso generalizado de cargas de bajo factor de potencia y equipos basados en electrónica de potencia en

las LVDN afecta negativamente la calidad de la energía, al inyectar corrientes distorsionadas en la red y demandar cantidades significativas de potencia reactiva (Akagi, 1996).

Algunas soluciones para contrarrestar estos problemas incluyen el cambio de fase de las cargas para reducir los desequilibrios de tensión. Esto implica el uso de interruptores adicionales para transferir cargas de las fases sobrecargadas a otras fases, e incorporar medidores adicionales para proporcionar la información necesaria (Nour et al., 2023). Otra solución es el uso de filtros pasivos tradicionales, que emplean componentes pasivos como inductores y condensadores para compensar la potencia reactiva y mitigar armónicos específicos. Sin embargo, esta solución puede causar problemas de resonancia en la red y no aborda el problema del desequilibrio. Una de las soluciones más efectivas implica el uso de filtros activos de potencia (APFs del inglés *active power filters*) o filtros activos de potencia híbridos (HAPFs del inglés *hybrid active power filter*), ofreciendo flexibilidad y respuesta dinámica a las perturbaciones. Estos dispositivos, basados en convertidores de electrónica de potencia, pueden ser controlados para mitigar desequilibrios, compensar armónicos y corregir el factor de potencia en las LVDN, entre otras funcionalidades (Akagi, 1996; Barva & Joshi, 2023). Sin embargo, la implementación de esta solución requiere componentes adicionales, lo que aumenta los costos.

En los últimos años, ha habido un aumento en la instalación de sistemas PV en proximidad a las cargas. Además, las topologías de inversores de potencia empleados en los APFs de conexión paralela y sus sistemas de control son bastante similares a los utilizados en los sistemas PV de conexión a la red. Estos factores han creado la oportunidad de incorporar funciones auxiliares a los inversores PV para mejorar la calidad de la energía y la estabilidad en las LVDN (Flores et al., 2009; Noroozian & Gharehpetian, 2013). Los sistemas PV típicamente operan por debajo de su capacidad nominal debido a la naturaleza intermitente de la fuente de energía. De hecho, durante

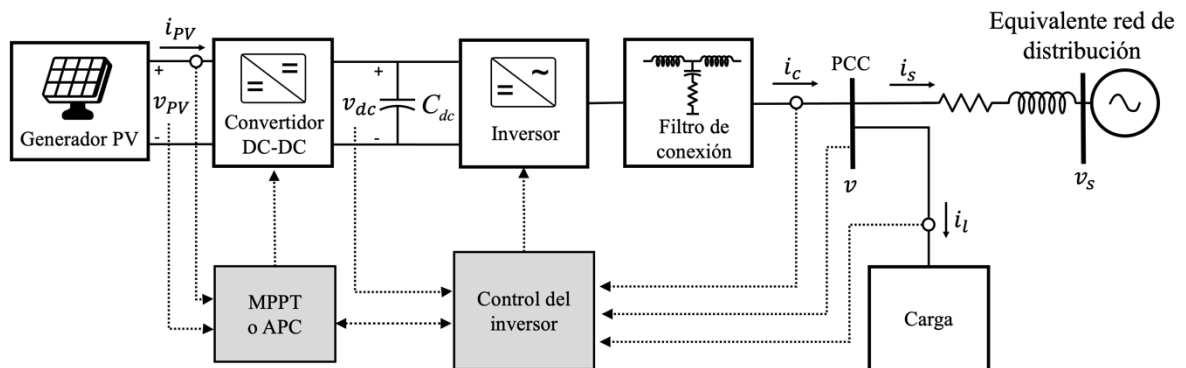
períodos prolongados especialmente en horas de la noche, hay poca o ninguna producción de potencia activa por parte de los módulos PV. Consecuentemente, la porción de la potencia nominal del inversor que no se utiliza para la inyección de potencia activa, puede ser utilizada para otras funcionalidades. Algunas funcionalidades de filtrado activo que se pueden incorporar a los inversores PV incluyen la mitigación de armónicos, la corrección del factor de potencia, y la compensación de desbalance de carga (Mantilla et al., 2021). Además, otros servicios auxiliares se están volviendo esenciales en los inversores PV modernos, como la capacidad de permanecer conectados ante condiciones de falla de corta duración (FRT del inglés *Fault Ride-Through*), la regulación de tensión y el soporte de frecuencia, entre otros (Yang et al., 2016). En consecuencia, se espera que la próxima generación de inversores PV sea más flexible e inteligente, incluyendo servicios auxiliares para ayudar a mejorar la calidad del servicio y la estabilidad de la red.

### **Inversores fotovoltaicos multifuncionales**

Un inversor PV que incorpora funcionalidades de filtrado activo de potencia se conoce como inversor PV multifuncional. La Figura 1 presenta un esquema simplificado de un sistema PV multifuncional conectado a la red, incluyendo su unidad de control (bloques sombreados). En este esquema, el generador fotovoltaico está conformado por la conexión serie-paralelo de paneles PV formando un único generador en configuración centralizada. La unidad de acondicionamiento de la potencia considera una topología de conexión de dos etapas, compuesta por un convertidor DC/DC seguido de un inversor de potencia. Un filtro pasivo es utilizado para conectar el inversor PV multifuncional a la red, el cual permite mitigar componentes armónicas de alta frecuencia causadas por la conmutación del inversor. En el esquema, la red de distribución está representada por un modelo equivalente de Thevenin que consta de una fuente de tensión independiente y una

impedancia en serie  $RL$ . Además, una carga es conectada en el punto de acoplamiento común (PCC del inglés *point of common coupling*).

**Figura 1. Esquema simplificado de un sistema PV multifuncional de conexión a la red**



El sistema de control de la unidad de acondicionamiento de la potencia está compuesto por los siguientes lazos:

i. Control del convertidor DC/DC el cual realiza una de las siguientes acciones:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT del inglés *maximum power point tracking*) del generador PV.
- Limitación de la potencia activa entregada por el generador PV (APC del inglés *active power curtailment*).

ii. Control del inversor de potencia el cual realiza las siguientes acciones:

- Control de la tensión del bus de corriente continua (DC del inglés *direct current*).
- Sincronización con la red.
- Generación de las señales de corriente de referencia.
- Control de la corriente inyectada y generación de los pulsos de disparo del inversor.

Comparado con un sistema PV tradicional de conexión a la red, típicamente la estructura de control del inversor se modifica para incluir la medición de las corrientes de carga y ajustar las corrientes de referencia de acuerdo con los objetivos de compensación establecidos, permitiendo la inclusión de capacidades de compensación de carga (Mantilla et al., 2021). Con estas funcionalidades, APFs adicionales u otras soluciones pueden no ser necesarios en las LVDN, resultando en sistemas PV más rentables (Reveles-Miranda et al., 2020; Yang et al., 2016).

En la literatura, varios estudios han propuesto estrategias para el control de inversores PV multifuncionales. Un enfoque muy común es el desarrollo de algoritmos de control en el dominio del tiempo basado en definiciones de potencia eléctrica. Por ejemplo, los autores en (Tuyen & Fujita, 2015) proponen un controlador PV-APF para inversores trifásicos de tres hilos, basado en la ampliamente utilizada teoría de la potencia instantánea  $p-q$ , propuesta por H. Akagi (Akagi et al., 2017). Esta estrategia proporciona compensación de potencia reactiva y mitigación de corrientes armónicas demandadas por la carga, y simultáneamente inyecta la máxima potencia generada por las unidades PV. También ofrece modos de operación flexibles para la combinación PV-APF. Dos enfoques similares se presentan en (Noroozian & Gharehpetian, 2013) y (Alali et al., 2020) para sistemas PV trifásicos de tres hilos. Los autores en (Alali et al., 2020) proponen un algoritmo de control para sistemas PV sin convertidores DC/DC, basado en un método extendido de potencia instantánea real e imaginaria. Asimismo, en (Noroozian & Gharehpetian, 2013) se presenta un algoritmo basado en la teoría de la potencia reactiva instantánea generalizada. Estos dos trabajos permiten la incorporación de funcionalidades de corrección del factor de potencia, compensación de desbalance de carga y mitigación de corrientes armónicas al inversor PV. Otra estrategia de control basada en la definición de potencia eléctrica se presenta en (Mantilla et al., 2021). Este trabajo propone un algoritmo para la generación de las señales de referencia basado

en la teoría de Fryze y un filtro adaptativo Butterworth-Kalman, el cual permite incluir funciones de compensación de carga (corrección del factor de potencia, mitigación de corrientes armónicas y compensación de desbalance de carga) en inversores PV trifásicos de cuatro hilos, bajo tensiones de red distorsionadas y desbalanceadas.

Otros enfoques para el control de inversores PV multifuncionales implican la estimación de la componente fundamental o armónicos específicos de la corriente de carga. Las señales estimadas se utilizan para determinar las corrientes de referencia requeridas para que el inversor PV incorpore capacidades de compensación de carga. Por ejemplo, en (Badoni et al., 2023) se desarrolla una técnica de control basada en el criterio de Versoria máximo generalizado adaptativo (AGMVC del inglés *adaptive generalized maximum Versoria criterion*) para sistemas PV trifásicos de tres hilos. Esta técnica extrae la componente fundamental de la corriente demandada por cargas no lineales. El sistema de control resultante permite la inyección de la potencia activa generada, la mitigación de corrientes armónicas y la compensación de desbalance de carga. También ofrece un error cuadrático medio en estado estacionario bajo y menor complejidad computacional. En (Devassy & Singh, 2019) se propone una técnica basada en un filtro de secuencia de segundo orden para estimar la componente fundamental de secuencia positiva de corrientes de carga distorsionadas y desbalanceadas, con cálculos matemáticos reducidos. Esta estimación se utiliza luego para determinar las señales de referencia para la operación de un filtro de potencia activo universal integrado con un generador fotovoltaico (UAPF-PV), en sistemas trifásicos de tres hilos. El sistema UAPF-PV resultante protege cargas sensibles de hundimientos y elevaciones de tensión en el PCC, y compensa armónicos de corriente y desbalance de carga. De manera similar, los autores en (Singh et al., 2016) utilizan un algoritmo de control basado en un filtro de muesca adaptativo (ANF del inglés *adaptive notch filter*) para estimar la potencia

promedio consumida por la carga, que luego se utiliza para calcular las corrientes de referencia para un inversor PV multifuncional trifásico de tres hilos. Esta estrategia logra incluir funcionalidades de compensación de potencia reactiva, mitigación de corrientes armónicas y compensación de desbalance de carga al inversor PV. Asimismo, la propuesta descrita en (Babu et al., 2021) presenta un esquema de control híbrido para inversores PV multifuncionales, basado en un lazo de seguimiento de frecuencia con integradores generalizados de segundo orden múltiples (MSOGI-FLL del inglés *multiple second-order generalized integrator frequency-locked loop*) y un lazo de seguimiento de fase (PLL del inglés *phase-locked loop*) basado en un filtro de coeficientes complejos múltiple (MCCF del inglés *multiple complex coefficient filter*). El MSOGI-FLL extrae las componentes fundamentales (FCs del inglés *fundamental constituents*) de corrientes demandadas por cargas no lineales, mientras que el MCCF separa las FCs de tensiones de red no ideales. El esquema de control resultante permite la mitigación de armónicos de corriente y tensión, mejora el rechazo de componentes de DC, y permite la sincronización con la red para sistemas trifásicos de tres hilos.

Aunque las estrategias mencionadas anteriormente logran los objetivos de compensación establecidos, estas no consideran la capacidad nominal del inversor en sus esquemas de control. Como resultado, la corriente inyectada por el inversor PV multifuncional podría exceder los valores nominales soportados por este dispositivo. Además, algunos de estos estudios no priorizan la inyección de la potencia activa generada por las unidades PV sobre las funcionalidades de compensación de carga. La potencia requerida para realizar funciones auxiliares puede exceder la capacidad del inversor PV multifuncional. Adicionalmente, la conexión de cargas en el PCC generalmente se hace de manera arbitraria. Por lo tanto, es esencial limitar la capacidad para

realizar funciones de compensación de carga en términos de la corriente máxima soportada por el sistema para preservar la integridad de los componentes (Soumana et al., 2022a).

### **Estrategias para la limitación de corriente y priorización de las funcionalidades del inversor:**

Una de las técnicas más sencillas para limitar la corriente pico inyectada por un inversor PV multifuncional es la saturación convencional (CS del inglés *conventional saturation*) (Xavier et al., 2019). En esta técnica, la corriente de referencia se limita directamente utilizando un bloque de saturación, que restringe las señales a los valores de saturación superior e inferior. Esta acción genera armónicos de bajo orden no deseados en las corrientes inyectadas, deteriorando la calidad de las señales. Para mejorar este inconveniente, se han propuesto técnicas de saturación dinámica (DS del inglés *dynamic saturation*). En estas técnicas, la componente de la corriente de referencia requerida para realizar las funciones de compensación se reduce proporcionalmente utilizando un factor de atenuación (un factor menor que la unidad), dando prioridad a la inyección de la potencia activa generada y asegurando que el valor pico de la corriente de referencia no exceda la capacidad nominal del inversor. En este caso, las corrientes de referencia no se cortan y no se generan armónicos de bajo orden no deseados. En (Xavier et al., 2019) se proponen dos técnicas DS, una basada en un algoritmo en lazo abierto, y la otra emplea un controlador proporcional integral (PI) con protección contra saturación (*anti-windup*) en lazo cerrado. Sin embargo, estas dos técnicas se proponen para inversores monofásicos. En (Reddy et al., 2023) se propone una extensión de la técnica DS basada en el controlador PI con *anti-windup* presentada en (Xavier et al., 2019), para ser aplicada en inversores PV multifuncionales trifásicos de tres hilos. Aunque esta técnica logra limitar la corriente inyectada de acuerdo con la capacidad nominal del inversor bajo condiciones de desbalance de carga, carece de flexibilidad. En consecuencia, las funcionalidades de

compensación de carga no pueden priorizarse según objetivos de compensación establecidos. De manera similar, los autores en (Soumana et al., 2022a) proponen un esquema de control para limitar la corriente de compensación priorizando la inyección de la potencia activa generada en sistemas PV multifuncionales trifásicos de tres hilos. Sin embargo, el esquema propuesto solo considera la mitigación de armónicos de corriente como servicio auxiliar, por lo que no aborda la compensación de desbalance de carga. Dos enfoques similares también se presentan en (Soumana et al., 2022b) y (Ouai et al., 2018) para inversores PV multifuncionales trifásicos de tres hilos. Estos trabajos proponen estrategias de gestión que dan prioridad a la generación de potencia activa, luego la compensación de potencia reactiva, y finalmente las funcionalidades de mitigación de corrientes armónicas. Aunque estas estrategias permiten priorizar objetivos específicos de compensación, su desempeño bajo condiciones de carga desbalanceada no se analiza ni se considera.

En (Yang et al., 2016) se propone una estrategia de control flexible de potencia para inversores PV monofásicos. La estrategia se basa en la conocida teoría de la potencia instantánea  $p-q$  monofásica, que es una adaptación para sistemas monofásicos de la teoría de la potencia instantánea  $p-q$  clásica. La estrategia permite configurar el inversor PV en diferentes modos de operación. Uno de estos modos corresponde a la operación VAR, lo que significa incluir funcionalidades de compensación de potencia reactiva al inversor PV. La estrategia propuesta limita la máxima potencia reactiva a ser entregada de acuerdo con la capacidad nominal de potencia aparente del inversor. Sin embargo, esta estrategia está diseñada para inversores monofásicos y, por lo tanto, no tiene en cuenta las funcionalidades de compensación de desbalance de carga. Adicionalmente a lo anterior, los autores en (Paulo Bonaldo et al., 2021) analizan cuatro técnicas para limitar las corrientes de compensación en inversores PV multifuncionales. De la

misma manera, estas estrategias solo se aplican a inversores monofásicos, por lo que las funcionalidades de compensación de desbalance de carga no se consideran.

Cabe mencionar que la inclusión de capacidades de compensación de desbalance de carga en inversores PV multifuncionales trifásicos, lleva a que corrientes desbalanceadas fluyan a través del lado de corriente alterna (AC del inglés *alternating current*) del inversor, lo cual es necesario para realizar las funcionalidades de compensación. Consecuentemente, las corrientes inyectadas pueden tener diferentes amplitudes para las tres fases, por lo que el algoritmo requerido para limitar la amplitud máxima de la corriente del inversor debe considerar este comportamiento. Además, las necesidades de compensación de carga cambian dinámicamente dependiendo de la conexión aleatoria de las cargas en el PCC y sus características técnicas.

### **Capacidades de low-voltage ride-through (LVRT)**

La integración de los sistemas de generación distribuida a la red ha presentado grandes avances en los últimos años. Sin embargo, aún no es una aplicación completamente desarrollada y presenta muchos campos de investigación y desarrollo, buscando aumentar la estabilidad del sistema, mejorando la regulación y la calidad de la energía eléctrica, y dando cumplimiento a los nuevos requerimientos de conexión a la red que están siendo actualizados constantemente (B. Zhao et al., 2017; X. Zhao, 2018).

En un principio, los sistemas de generación distribuida debían desconectarse del PCC ante un acontecimiento de falla en la red, y reconectar unos minutos después de que las condiciones se hubieran restablecido. Ante esta situación, cuando la potencia inyectada por estos sistemas se podía considerar despreciable, esta desconexión no tendría incidencia alguna en la estabilidad en los alrededores del PCC. Sin embargo, a medida que la potencia incorporada aumenta, la pérdida

instantánea de esta puede afectar la dinámica y estabilidad del sistema. Por ejemplo, ante una fluctuación de corta duración en la tensión de la red, se podría presentar la desconexión de múltiples sistemas de generación distribuida, lo que conllevaría a una pérdida de potencia que podría empeorar aún más la estabilidad y se podrían generar saltos en la frecuencia de operación, cambios abruptos en la tensión de la red, saltos de fase, oscilaciones en la potencia activa, llegando incluso a presentar vibraciones mecánicas en las máquinas eléctricas presentes en los alrededores del PCC.

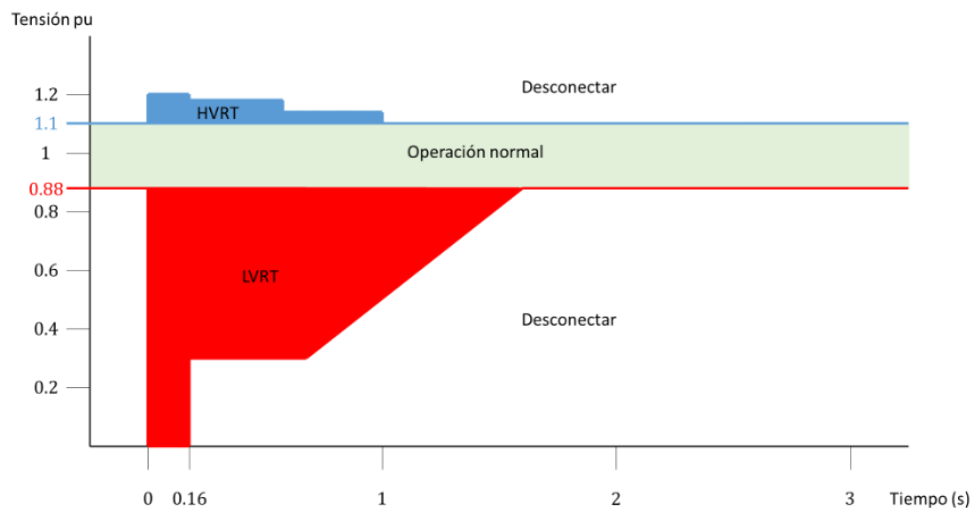
Teniendo en consideración los efectos adversos que trae consigo la desconexión de sistemas de generación distribuida ante eventos de falla, los requisitos de interconexión se han venido actualizado de tal forma que obliga a estos sistemas a permanecer conectados durante un tiempo definido, con el fin de no agravar la situación en el PCC y sus alrededores. Países como España, Alemania, China y Estados Unidos, entre otros, han implementado en sus códigos de red estas restricciones que aplican para sistemas de generación distribuida con capacidad de potencia que se consideran de mediana y gran escala.

Ante condiciones anormales de la red, el sistema debe permanecer conectado por un tiempo definido, y dar soporte a la red ajustando sus niveles de potencia activa y reactiva, esto con el fin de no agravar el funcionamiento del sistema, debido a la combinación de los eventos de falla, y de una salida abrupta de la potencia entregada por el sistema de generación distribuida. Los modos de operación en condiciones anormales se clasifican en dos ramas: *Voltage Ride-Through* y *Frequency Ride-Through*. El modo de operación *Voltage Ride-Through* se divide dependiendo de la variación causada en el nivel de tensión de la red, es decir, ante un hundimiento de tensión, la operación se denomina *Low Voltage Ride Through* (LVRT), y ante una elevación de tensión, la operación es llamada *High Voltage Ride Through* (HVRT) (1547-2018 - IEEE Standard for

*Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces / IEEE Standard / IEEE Xplore, n.d.).*

La Figura 2 ilustra un ejemplo de las regiones de operación del sistema de generación distribuida ante una falla en la red para una variación en el nivel de tensión. El sistema debe detectar la falla, y cambiar de modo de operación normal a modo en condiciones anormales, y ejecutar las acciones de soporte en los tiempos establecidos en la norma. Si el estado de la red sale de las regiones de soporte, el sistema se debe desconectar (*1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces / IEEE Standard / IEEE Xplore, n.d.).*

**Figura 2. Ejemplo de curva característica de operación para sistemas de generación distribuida ante fallas de corta duración.**



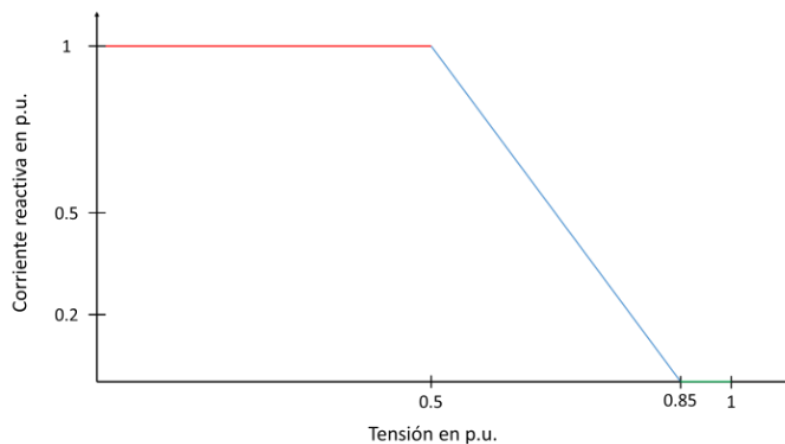
*Nota: Adaptada de (1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces / IEEE Standard / IEEE Xplore, n.d.)*

La capacidad de *Low Voltage Ride Through* (LVRT) busca que el generador distribuido permanezca conectado a la red ante la ocurrencia de hundimientos de tensión durante un tiempo definido. Esta capacidad es fundamental para mantener la estabilidad del sistema y asegurar la operación continua (Rodríguez et al., 2011). En escenarios con alta penetración de fuentes de energía renovable, la capacidad de LVRT es especialmente valiosa. Las fluctuaciones en la generación de energía renovable pueden causar cambios repentinos en la tensión de la red. Los inversores con capacidad de LVRT pueden evitar la desconexión masiva durante estas fluctuaciones (Ding et al., 2016; Hasanien, 2016; Tang et al., 2015). Asimismo, durante el hundimiento de tensión, el inversor debe brindar soporte de inyección de potencia reactiva para ayudar a la mitigación del hundimiento. Para esto, algunos códigos de red establecen los requerimientos de inyección de potencia reactiva según la profundidad del hundimiento. Este requerimiento se basa en el supuesto de que la impedancia de la red es principalmente inductiva.

Durante la ocurrencia de un hundimiento de tensión, el inversor debe detectar la caída, y ajustar los niveles de potencia activa y reactiva de tal forma que no exceda los valores nominales del inversor, manteniendo la operación en una zona segura. Además, el inversor debe inyectar la cantidad de potencia reactiva establecida por los códigos de red. En la Figura 3 se observa un ejemplo de los requisitos de inyección de potencia reactiva durante la ocurrencia de un hundimiento de tensión, en donde el sistema debe inyectar solo potencia reactiva para un hundimiento mayor al 50%, dejando de entregar potencia activa para dar soporte a la red ante este escenario; y para un hundimiento entre el 85% y el 50% se permite el intercambio de potencia activa y reactiva teniendo en cuenta los límites establecidos por los convertidores de potencia (Lopez et al., 2018).

Es importante mencionar que las curvas características de operación y los requisitos de inyección de potencia reactiva ante la ocurrencia de un hundimiento de tensión varían dependiendo de los códigos de red vigentes en cada país.

**Figura 3. Ejemplo del requerimiento de inyección de potencia reactiva ante un hundimiento de tensión**



Para la inclusión de las capacidades de LVRT en inversores de conexión a la red se deben ajustar los algoritmos de control del inversor de potencia, principalmente los encargados de realizar las acciones de sincronización con la red y la generación de las señales de referencia. Adicionalmente, cuando sea necesario reducir la potencia activa entregada a la red debido a los requerimientos de inyección de potencia reactiva y/o a la limitación de la corriente inyectada durante el hundimiento de tensión, se debe aplicar una estrategia de APC (*active power curtailment*), es decir, de limitación de la potencia activa entregada por el generador PV (Rincon et al., 2023).

A continuación, se presenta una revisión de algoritmos empleados para la sincronización con la red y la generación de las señales de referencia en inversores de potencia con capacidades de LVRT.

### **Algoritmos de sincronización:**

La estimación de los parámetros de la tensión en el PCC es un aspecto fundamental en la integración de sistemas de generación distribuida a base de inversores. Usualmente, los parámetros de interés corresponden a la amplitud, la frecuencia y el ángulo de fase de la componente fundamental de la tensión en el PCC. Sin embargo, para la incorporación de capacidades de LVRT, es fundamental realizar otras estimaciones como las componentes de secuencia de la tensión en el PCC, teniendo en cuenta la ocurrencia de posibles desequilibrios de tensión ante las condiciones de falla en la red.

Entre los algoritmos empleados para este propósito, el lazo de seguimiento de fase en el marco de referencia síncrono (SRF-PLL del inglés *synchronous reference frame PLL*) ha sido ampliamente utilizado como interfaz de sincronización con la red de suministro eléctrico (Kaura & Blasko, 1997), y tiene un muy buen desempeño ante hundimientos simétricos por su amplio ancho de banda. Sin embargo, ante hundimientos asimétricos, en donde la tensión en el PCC presenta componentes de secuencia positiva y negativa, su desempeño se reduce, ya que las señales estimadas contienen oscilaciones al doble de la frecuencia de la red.

Una adaptación al SRF-PLL, denominada seguidor de fase doblemente desacoplado en el marco de referencia síncrono (DDSRF-PLL del inglés *decoupled double SRF-PLL*), utiliza dos marcos giratorios en sincronismo con las componentes de secuencia positiva y negativa de la señal,

dando la posibilidad de ampliar las funciones de soporte cuando el sistema opera en LVRT, al considerar la opción de inyectar corrientes de secuencia negativa (Teodorescu et al., 2010).

En (Kušljević et al., 2010) se ha implementado una variación en el método de estimación de la frecuencia empleando el algoritmo de mínimos cuadrados dándole peso a los lazos de retroalimentación del algoritmo, los cuales se ajustan de forma heurística de acuerdo con un compromiso entre rapidez y precisión.

En el marco de referencia estacionario  $\alpha\text{-}\beta$  se han desarrollado técnicas de sincronización en donde el lazo de seguimiento se centra en estimar la frecuencia de la red. Es el caso del lazo de seguimiento de frecuencia con doble integrador generalizado de segundo orden (DSOGI-FLL del inglés *double second-order generalized integrator- frequency locked loop*), el cual es un método de sincronismo que permite proporcionar opciones similares de soporte que al emplear el DDSRF-PLL, en cuanto a la posibilidad de inyectar corrientes de secuencia negativa en el modo de operación LVRT (Teodorescu et al., 2010).

Otro algoritmo empleado para la estimación de los parámetros de la tensión en el PCC es el filtro de Kalman. En (Cardoso et al., 2006) se utiliza el algoritmo discreto del filtro de Kalman, el cual es capaz de estimar la frecuencia, el ángulo de fase y la amplitud de la tensión de sistemas tanto monofásicos como trifásicos. El filtro de Kalman también puede emplearse para la estimación de las componentes de secuencia positiva y negativa de señales de tensión trifásicas desbalanceadas y/o distorsionadas, como se presenta en (Mantilla et al., 2021). El empleo del filtro puede llegar a ser tan robusto como su costo computacional, ya que las matrices empleadas deben actualizarse en cada iteración del algoritmo. Un compromiso entre costo computacional y robustez se puede emplear mediante matrices constantes operando cerca de la región en estado estable.

El empleo de sistemas inteligentes de control como lo son las redes neuronales se implementa en (Lai et al., 1999). El sistema de redes neuronales se emplea para extraer la frecuencia y la amplitud de una señal sinusoidal que puede estar distorsionada. En el proceso se aplica el método de mínimos cuadrados no lineales, en donde la función a minimizar se resuelve por el sistema de redes neuronales, las cuales aprovechan su estructura en paralelo para compartir información y ajustar los pesos de la red y obtener la frecuencia, ángulo de fase y amplitud de la componente fundamental y sus armónicos de forma rápida.

### **Generación de las señales de referencia:**

En el caso de la inclusión de capacidades de LVRT, el objetivo de esta estrategia es generar las corrientes de referencia que permiten cumplir con los requerimientos establecidos en los códigos de red durante la ocurrencia de la falla, además de limitar la corriente del inversor según su capacidad nominal de operación. Otros objetivos de control pueden ser de interés durante este modo de operación del inversor, como lo son: la reducción del contenido armónico en las corrientes inyectadas a la red, la utilización de la máxima capacidad del inversor, la limitación de la tensión en la salida de AC, la limitación de la tensión del bus de DC del inversor, y la mitigación de las oscilaciones en la tensión del bus de DC del inversor logrado usualmente mediante la reducción de las oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada a la red (Rincon et al., 2023; Sosa et al., 2016).

Las estrategias para la generación de las señales de referencia pueden ser implementadas en diferentes ejes coordenados, como lo son los marcos de referencia abc,  $\alpha\beta 0$  o dq, siendo el marco  $\alpha\beta 0$  uno de los más empleados en esta aplicación según los trabajos publicados en la literatura. Existen varios esquemas para generar las corrientes de referencia reportados en la

literatura para cumplir con las capacidades de LVRT, los cuales en su mayoría se fundamentan en definiciones de potencia eléctrica, y en la descomposición de las corrientes de referencia del inversor en sus componentes de secuencia positiva y negativa, las cuales se asocian a su vez con componentes de potencia activa y reactiva establecidas. Un ejemplo de este tipo de esquemas se presenta en (Teodorescu et al., 2010), en donde se describen varias estrategias de control para determinar las corrientes de referencia del inversor bajo tensiones en el PCC desbalanceadas, como lo son el control de potencia activa-reactiva instantáneo (IARC del inglés *instantaneous active – Reactive control*), el control de secuencia positiva-negativa (PNSC del inglés *positive- and negative-sequence control*), el control de potencia activa-reactiva promedio (AARC del inglés *average active–reactive control*), y el control balanceado de secuencia positiva (BPSC del inglés *balanced positive-sequence control*). Cada una de estas estrategias busca lograr diferentes objetivos de control, como, por ejemplo: la cancelación de oscilaciones en la potencia activa instantánea, la inyección de corrientes sinusoidales balanceadas o la regulación de las corrientes de secuencia positiva y negativa inyectadas. El desempeño de estas estrategias se diferencia según las formas de onda de las corrientes inyectadas (el contenido armónico de las señales a inyectar a la red), la cantidad de inyección de potencia permitida en condiciones desequilibradas, y la magnitud de las oscilaciones de las potencias activa y reactiva instantáneas entregadas, tal como se describe en detalle en (Teodorescu et al., 2010). Sin embargo, las anteriores estrategias mencionadas carecen de flexibilidad para calcular las corrientes de referencia, dado que las componentes de secuencia positiva y negativa de dichas corrientes se establecen mediante una ecuación definida carente de parámetros ajustables, por lo que sus objetivos de control no pueden ser ajustados según las funcionalidades deseadas.

Para contrarrestar lo anterior, se han propuesto las estrategias de control flexible de corriente, siendo estas unas de las técnicas más utilizadas para el control de inversores con capacidades de LVRT. Una de las principales características de estas estrategias es su capacidad de ajustar el algoritmo de control mediante el uso de factores escalares (parámetros ajustables), los cuales son introducidos en las ecuaciones que definen las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes de referencia. El ajuste de estos factores escalares permite lograr diferentes objetivos de control deseados (Rincon et al., 2023).

Una de las primeras estrategias desarrolladas para ajustar de manera más flexible las componentes simétricas de las corrientes de referencia, es la estrategia de control flexible de secuencia positiva y negativa (FPNSC del inglés *flexible positive- and negative-sequence control*) (Teodorescu et al., 2010). Mediante la introducción de dos parámetros escalares ( $k_1$  y  $k_2$ ), las cantidades de potencia activa y reactiva instantáneas entregadas a la red a través de las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes inyectadas puede ser modificada. De esta manera, los parámetros  $k_1$  y  $k_2$  pueden ser establecidos según los objetivos de control deseados durante la ocurrencia de la falla.

En (Rincon et al., 2023) se presenta una revisión del estado del arte de las estrategias de control flexible de corriente empleadas para la operación de inversores de conexión a la red con capacidades de LVRT. Las estrategias se comparan en términos del cumplimiento de los requerimientos estipulados en los códigos de red principalmente el relacionado con el requisito de inyección de corriente reactiva (RCI del inglés *reactive current injection*), la capacidad para limitar la corriente del inversor, la complejidad de sus estructuras de control, y el logro de otros objetivos secundarios y características de operación deseadas, como por ejemplo: la mitigación de las

oscilaciones en la tensión del bus de DC del inversor, y el uso de la información correspondiente a la impedancia de la red para mejorar el servicio auxiliar de soporte de tensión.

### **Resumen de trabajos del estado del arte**

En la

Tabla 1 se muestra un resumen de trabajos relevantes del estado del arte en donde se incorporan funcionalidades de compensación de carga y capacidades de LVRT a inversores fotovoltaicos de conexión a la red. Tal como se observa en esta tabla, la mayoría de trabajos enfocados en la inclusión de capacidades de corrección del factor de potencia y compensación de corrientes de carga desbalanceadas y/o distorsionadas, no abordan la incorporación de capacidades LVRT.

Asimismo, los trabajos que abordan funcionalidades de compensación de carga y el requisito de limitación de corriente inyectada por el inversor a la red, no consideran la capacidad de compensación de corrientes de carga desbalanceadas, a excepción de (Reddy et al., 2023). Sin embargo, esta técnica carece de flexibilidad por lo que las funcionalidades de compensación de carga no pueden priorizarse según objetivos de compensación establecidos.

**Tabla 1. Resumen del estado del arte de sistemas fotovoltaicos multifuncionales de conexión a la red**

Trabajo	Corrección de factor de potencia	Compensación de corrientes de carga desbalanceadas	Compensación de corrientes de carga distorsionadas	Limitación de corriente	Capacidades de LVRT	Tensiones en el PCC no ideales
Boukezata et al. (Boukezata et al., 2016)	✓	✗	✓	✗	✗	✗
Singh et al. (Singh et al., 2016)	✓	✓	✓	✗	✗	✓
Mantilla et al. (Mantilla et al., 2021)	✓	✓	✓	✗	✗	✓
Yang et al. (Yang et al., 2016)	✓	✗	✗	✗	✓	✓
Flores et al. (Flores et al., 2009)	✓	✗	✓	✗	✗	✗
Noroozian et al. (Noroozian & Gharehpetian, 2013)	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Reveles et al. (Reveles-Miranda et al., 2020)	✓	✗	✓	✗	✗	✗
Tuyen et al. (Tuyen & Fujita, 2015)	✓	✗	✓	✗	✗	✗
Alali et al. (Alali et al., 2020)	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Badoni et al. (Badoni et al., 2023)	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Devassy et al. (Devassy & Singh, 2019)	✓	✓	✓	✗	✗	✓
Babu et al. (Babu et al., 2021)	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Soumana et al. (Soumana et al., 2022a)	✗	✗	✓	✓	✗	✗
Xavier et al. (Xavier et al., 2019)	✗	✗	✓	✓	✗	✗
Reddy et al. (Reddy et al., 2023)	✗	✓	✓	✓	✗	✗

Soumana et al. (Soumana et al., 2022b)	✓	✗	✓	✓	✗	✗
Ouai et al. (Ouai et al., 2018)	✓	✗	✓	✓	✗	✓
Bonaldo et al. (Paulo Bonaldo et al., 2021)	✓	✗	✓	✓	✗	✓
Tang et al. (Tang et al., 2015)	✗	✗	✗	✓	✓	✓
Ding et al. (Ding et al., 2016)	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Hasanien et al. (Hasanien, 2016)	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Lopez et al. (Lopez et al., 2018)	✗	✗	✗	✓	✓	✓
Miret et al. (Miret et al., 2019)	✗	✗	✗	✓	✓	✓

## Contribuciones

Las principales contribuciones de esta tesis doctoral se enlistan a continuación:

- Se propone una estrategia de control flexible para inversores PV multifuncionales que integran capacidades de compensación de factor de potencia y desbalance de carga, manteniendo la corriente del inversor dentro de los límites de operación segura. Partiendo de las definiciones establecidas por la teoría de la potencia instantánea  $p-q$ , propuesta por H. Akagi (Akagi et al., 2017), se propone una estrategia de control flexible introduciendo dos parámetros de control cuya variación resulta en diferentes capacidades de compensación de carga. Estos parámetros pueden adaptarse dinámicamente de acuerdo con la porción de la capacidad nominal del inversor no utilizada para inyección de la potencia activa generada y a las necesidades de compensación de carga requeridas. Asimismo, la definición de los parámetros de control permite priorizar los objetivos de compensación.

- Se propone un algoritmo de control para limitar las corrientes de referencia del inversor de acuerdo con los valores nominales que soporta este dispositivo. Este algoritmo también permite establecer los objetivos de compensación siguiendo un esquema de prioridades específico, mediante el ajuste de los dos parámetros de control de la estrategia flexible propuesta. En este esquema, se le da la máxima prioridad a la inyección de la potencia activa producida por las unidades fotovoltaicas sobre las funcionalidades de compensación de carga. Luego, se le da prioridad a la compensación de potencia reactiva y, finalmente, se realizan las funcionalidades de compensación de desbalance de carga.

- Se propone un algoritmo que complementa el esquema de control desarrollado, el cual permite incorporar capacidades de *Low Voltage Ride Through* (LVRT) al inversor PV multifuncional. Estas capacidades permiten que el inversor permanezca conectado a la red ante la ocurrencia de hundimientos de tensión, y, además, brinde soporte de inyección de potencia reactiva para ayudar a la mitigación del hundimiento, siguiendo los requerimientos estipulados en una adaptación del código de red español.

- El funcionamiento de las propuestas fue verificado mediante simulaciones en la herramienta de software Matlab/Simulink y por medio de pruebas experimentales en un prototipo de inversor PV multifuncional bajo diversas condiciones operativas.

### **Divulgación científica**

Durante la realización de esta tesis doctoral se publicaron los siguientes productos:

- Osorio F, Mantilla MA, Rey JM, Petit JF. A Flexible Control Strategy for Multi-Functional PV Inverters with Load Compensation Capabilities Considering Current Limitations

and Unbalanced Load Conditions. *Energies*. 2024; 17(17):4218. <https://doi.org/10.3390/en17174218>.

- Osorio F, Mantilla MA, Petit JF. Compensación de factor de potencia y desbalance de carga mediante un inversor fotovoltaico seguidor de red. Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica - SICEL, 11. 2024. <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110052>.

- Mantilla MA, Jaimes LF, Vargas JA, Osorio F, Petit JF. A DC Bus Voltage Control Strategy for Grid-connected Photovoltaic Inverters under Variable Active and Reactive Power Set-Points. International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD), Paris, France. 2024; pp. 1-6. doi: 10.1109/ICCAD60883.2024.10553689.

### **Estructura del documento**

Este documento se ha estructurado en 7 capítulos, el primero de los cuales corresponde a los objetivos de esta tesis doctoral. Los demás capítulos se organizan de la siguiente forma:

- Capítulo 2: presenta una descripción de la configuración y el modelo del sistema PV multifuncional conectado a la red, así como algunos detalles técnicos de sus componentes. Además, se introducen generalidades de la unidad de control propuesta para el sistema PV multifuncional, y se describen los lazos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT del inglés *maximum power point tracking*)), la técnica de limitación de potencia activa (APC del inglés *active power curtailment*), el algoritmo de sincronización con la red, y el control de corriente del inversor de potencia.

- Capítulo 3: aborda la estrategia de control flexible propuesta para generar las corrientes de referencia del inversor PV multifuncional. Asimismo, este capítulo describe el algoritmo desarrollado para limitar las corrientes de fase inyectadas por el inversor y priorizar los objetivos

de compensación. Este algoritmo gestiona de forma segura las corrientes inyectadas en situaciones de carga desbalanceada, sin superar la capacidad nominal de corriente del inversor.

- Capítulo 4: presenta el esquema de control completo que permite incorporar capacidades de *Low Voltage Ride Through* (LVRT) al inversor PV multifuncional.

- Capítulo 5: expone los resultados de las simulaciones ejecutadas en la herramienta Matlab/Simulink, los cuales permiten verificar y evaluar el funcionamiento de las propuestas introducidas en esta tesis doctoral.

- Capítulo 6: describe el prototipo experimental correspondiente al inversor PV multifuncional, y, además, detalla los resultados de las pruebas experimentales para las propuestas realizadas. Los resultados experimentales muestran el buen comportamiento del sistema y el logro de los objetivos de control bajo condiciones de carga desbalanceada y ante la ocurrencia de hundimientos de tensión.

- Capítulo 7: expone las principales conclusiones y observaciones de este trabajo de investigación, donde se analizan y sintetizan los hallazgos obtenidos a lo largo del estudio. Asimismo, se mencionan los trabajos futuros.

Finalmente se presentan las referencias bibliográficas empleadas en este trabajo de investigación.

## 1 Objetivos

En el marco del avance hacia soluciones energéticas sostenibles, los inversores fotovoltaicos emergen como una tecnología clave para la incorporación efectiva de la energía solar fotovoltaica en las redes eléctricas actuales. Este trabajo de investigación se centra en el estudio de inversores fotovoltaicos multifuncionales, con especial énfasis en aquellos dotados de funcionalidades avanzadas para la compensación activa de carga y soporte a la red ante la ocurrencia de hundimientos de tensión. La relevancia de este enfoque radica en su potencial para mejorar la calidad de la energía eléctrica y preservar la estabilidad y confiabilidad en las redes de distribución. Mediante la aplicación de estrategias de control avanzadas, se busca no solo atender los requisitos actuales de conexión a la red, sino también mejorar la calidad de la energía bajo diversas condiciones operativas.

El trabajo de investigación se enfoca en el desarrollo de esquemas de operación y control para inversores fotovoltaicos multifuncionales, que integran capacidades de corrección de factor de potencia, compensación de desbalance de carga, y *Low Voltage Ride Through* (LVRT), manteniendo la corriente del inversor dentro de límites de operación segura. La incorporación de funcionalidades de compensación de armónicos de corriente demandados por cargas no lineales no se tiene en cuenta en esta tesis doctoral, y se deja para un estudio posterior.

La propuesta explora la incorporación de funcionalidades de compensación de carga y las capacidades de LVRT, destacando cómo la integración efectiva de éstas puede contribuir a una operación más flexible y resiliente de los sistemas de generación distribuida. Este enfoque no solo

aborda los desafíos técnicos inherentes a la generación distribuida y la integración de energías renovables, sino que también propone soluciones innovadoras para mejorar la interacción con la red eléctrica.

### **1.1 Objetivo general**

Desarrollar un esquema de operación y control para inversores fotovoltaicos que permita la incorporación de funcionalidades de compensación de carga y capacidad de operación ante hundimientos de tensión en sistemas de distribución.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Realizar un análisis de la operación de un inversor fotovoltaico con capacidades de compensación de carga en condiciones de operación normal y ante hundimientos de tensión en el punto de acoplamiento común.

- Establecer los requerimientos de operación del inversor fotovoltaico para condiciones de operación normal y ante hundimientos de tensión, teniendo en cuenta las recomendaciones estipuladas por el estándar IEEE 1547 y su operación dentro del rango nominal.

- Proponer un algoritmo de operación del inversor fotovoltaico para la inclusión de las funcionalidades de compensación de carga en condiciones de operación normal y ante hundimientos de tensión en el punto de acoplamiento común.

- Desarrollar las estrategias de control requeridas para el funcionamiento del inversor fotovoltaico según el algoritmo de operación propuesto.

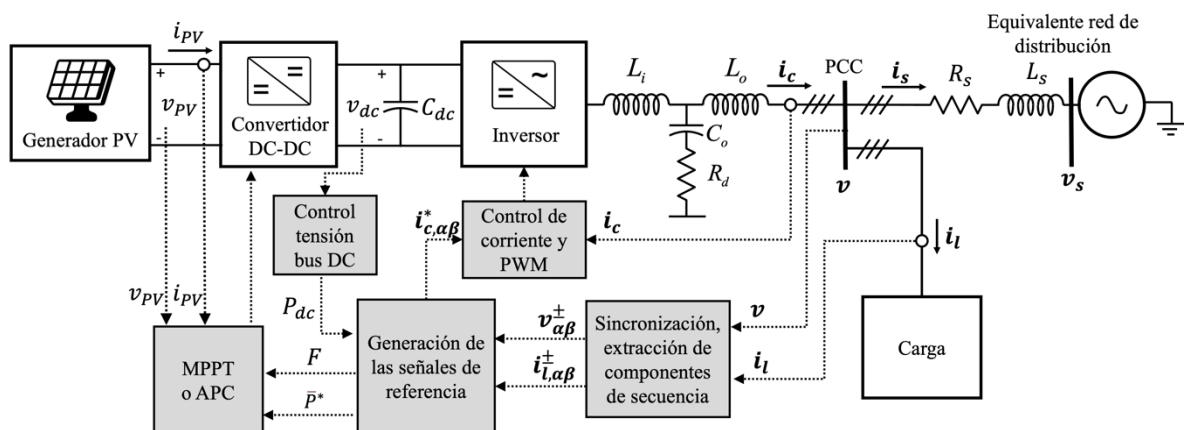
- Verificar el funcionamiento del algoritmo y de las estrategias de control propuestas mediante simulaciones y resultados experimentales mediante su implementación en un prototipo de laboratorio.

Este trabajo de investigación adopta una metodología que incluye análisis teóricos, simulaciones computacionales y pruebas experimentales, dirigidas a analizar el comportamiento de los inversores en relación con las dinámicas de la red. Se busca evaluar su comportamiento no solo en condiciones normales de operación, sino también frente a situaciones atípicas como hundimientos de tensión, con el fin de proporcionar un análisis que contribuya a la mejora continua de esta tecnología.

## 2 SISTEMA FOTOVOLTAICO MULTIFUNCIONAL DE CONEXIÓN A LA RED

La Figura 4 ilustra el esquema general del sistema PV multifuncional de conexión a la red que se analiza en este trabajo de tesis. Este sistema se basa en un arreglo fotovoltaico que se interconecta a la red mediante una topología de dos etapas, en donde la primera está compuesta por un convertidor DC/DC elevador, y la segunda de un inversor trifásico de tres hilos en puente completo. Además, incluye un filtro pasivo LCL de conexión a la red empleado para mitigar armónicos de alta frecuencia debidos a la conmutación del inversor. La red de distribución es representada mediante un modelo equivalente de Thevenin que comprende una fuente de tensión independiente trifásica y una impedancia RL serie. El sistema culmina con una carga trifásica ubicada en el PCC.

**Figura 4. Esquema general del sistema fotovoltaico multifuncional de conexión a la red**



Asimismo, la Figura 4 proporciona el diagrama de bloques de la unidad de control propuesta, que se resalta mediante bloques sombreados en color gris, presentando el flujo de señales respectivo en el sistema. Esta unidad de control realiza las siguientes acciones:

- i. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT del inglés *maximum power point tracking*) o limitación de la potencia activa (APC del inglés *active power curtailment*) entregada por el generador PV.
- ii. Sincronización con la red y extracción de las componentes de secuencia de las tensiones en el PCC y las corrientes de la carga.
- iii. Control de la tensión del bus de DC.
- iv. Generación de las señales de corriente de referencia.
- v. Control de la corriente inyectada y generación de los pulsos de disparo del inversor mediante una técnica de modulación por ancho de pulso (PWM del inglés *pulse width modulation*).

El control del sistema se lleva a cabo mediante la medición de varias variables. Estas incluyen: las tensiones de fase en el PCC ( $\mathbf{v}$ ), las corrientes en la carga ( $\mathbf{i}_l$ ), las corrientes inyectadas por el sistema PV ( $\mathbf{i}_c$ ), la tensión del condensador del bus de corriente continua ( $v_{dc}$ ), así como la tensión ( $v_{PV}$ ) y la corriente ( $i_{PV}$ ) del arreglo fotovoltaico. Las variables  $\mathbf{v}$ ,  $\mathbf{i}_l$  e  $\mathbf{i}_c$  son definidas como vectores instantáneos teniendo en cuenta que corresponden a señales trifásicas.

A continuación, se describen cada uno de los lazos del sistema de control.

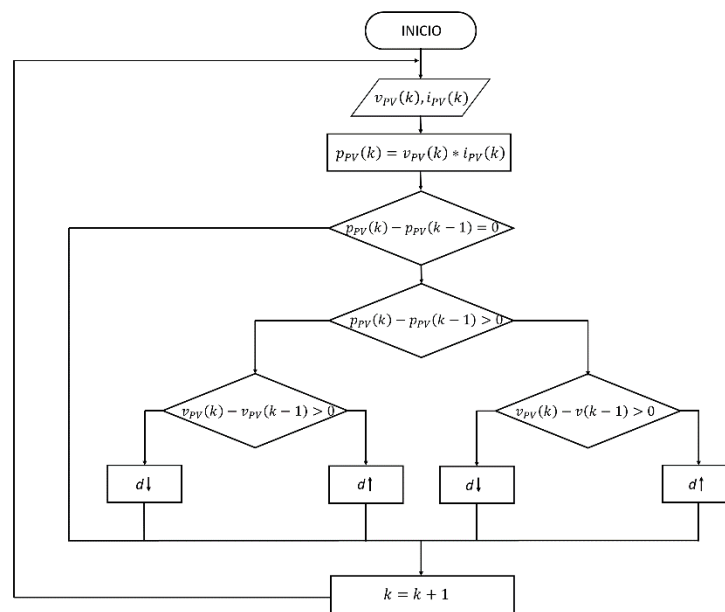
## 2.1 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Los generadores PV presentan una particularidad relevante, la potencia de salida de estos sistemas varía en relación con las condiciones de irradiancia y temperatura. Adicionalmente, muestran una curva característica de potencia versus tensión no lineal, con un punto de máxima potencia que cambia en función de las condiciones mencionadas. Para optimizar la eficiencia

energética de los sistemas PV, se utilizan los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Existen diversos algoritmos MPPT, incluyendo el de conductancia incremental (Abdel-Rahim, 2020; Kacimi et al., 2023), control predictivo (Abdel-Rahim, 2020), optimización basada en inteligencia artificial (Brahim et al., 2022; Gupta et al., 2015), entre otros. Cada uno de estos tienen sus propias ventajas y desventajas, y la elección del método más adecuado dependerá de factores específicos como la complejidad del sistema, las condiciones de operación, el costo, y el rendimiento esperado.

En este trabajo de investigación se utilizó el algoritmo de Perturbar y Observar (P&O) para operar el arreglo fotovoltaico en el punto de máxima potencia. Dada su simplicidad y rápida respuesta ante diversas condiciones meteorológicas, este algoritmo es ideal para extraer la máxima potencia. Funciona perturbando la tensión del arreglo PV ( $v_{PV}$ ) y observando los cambios resultantes en la potencia generada ( $P_{PV}$ ). Si la potencia aumenta, el algoritmo sigue ejecutando perturbaciones en la misma dirección; si disminuye, cambia su rumbo. De esta manera, el P&O permite que el sistema opere constantemente en el punto de máxima potencia, adaptándose a las variaciones de radiación solar y temperatura (Femia et al., 2007; Killi & Samanta, 2015; Piegari & Rizzo, 2010). La lógica del algoritmo se ilustra mediante un diagrama de flujo en la Figura 5. Tal como se observa en esta figura, la perturbación de la tensión del arreglo PV se realiza mediante la variación del ciclo de trabajo ( $d$ ) del convertidor DC/DC elevador.

**Figura 5. Algoritmo de Perturbar y Observar (P&O)**

## 2.2 Limitación de la potencia activa (APC)

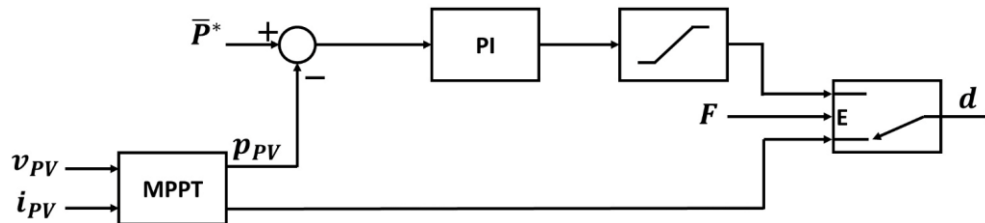
En el modo de operación de inversores PV ante condiciones de falla en la red eléctrica, se limita deliberadamente la corriente de salida según la capacidad nominal del inversor. Lo anterior, sumado a los requerimientos de inyección de potencia reactiva durante la ocurrencia de la falla, conlleva a que se requiera en diversas ocasiones reducir la potencia activa entregada a la red por el sistema PV. El objetivo principal de este método es reducir el riesgo de daños a los equipos, protegiendo el inversor y otros componentes del sistema fotovoltaico. Además, esta estrategia contribuye a la mejora de la resiliencia de la red eléctrica, facilitando una rápida recuperación tras las perturbaciones (Khawla et al., 2019).

La limitación de la potencia activa (APC, por sus siglas en inglés) puede realizarse utilizando sistemas de almacenamiento de energía, disipación de energía mediante resistores (*brake chooper resistors*), realizando el apagado de algunos paneles fotovoltaico, o limitando la

potencia generada por el arreglo PV modificando el algoritmo MPPT (Chandra Mahato et al., 2023).

La implementación del modo de operación de APC mediante la modificación del algoritmo MPPT, también conocido como funcionamiento no-MPPT, exige un monitoreo preciso del estado de la red. Este modo se activa para reducir la potencia activa generada teniendo en cuenta no solo el cumplimiento de los códigos de red, sino también la limitación de la corriente del inversor, garantizando la seguridad de este dispositivo. Comúnmente se emplea un controlador PI para ajustar el ciclo de trabajo del transistor del convertidor de potencia DC/DC, regulando así la potencia entregada por el arreglo PV (Afshari et al., 2017). El diagrama de bloques en la Figura 6 muestra el sistema de control incluyendo la operación de APC para el convertidor DC/DC. El sistema alterna entre el modo MPPT y el modo no-MPPT según sea necesario, lo cual es indicado por la variable  $F$  que es enviada desde el algoritmo de generación de la corriente de referencia. La variable de salida en este sistema de control es el ciclo de trabajo del convertidor DC/DC elevador ( $d$ ), que desempeña un papel importante en la regulación de la potencia. Además, la referencia  $\bar{P}^*$  empleada en el proceso de control, se deriva del algoritmo de generación de las señales de referencia e indica la potencia activa de referencia según la limitación requerida.

**Figura 6. Control del convertidor DC/DC elevador incluyendo los modos de operación MPPT y APC.**



### 2.3 Sincronización con la red y extracción de las componentes de secuencia

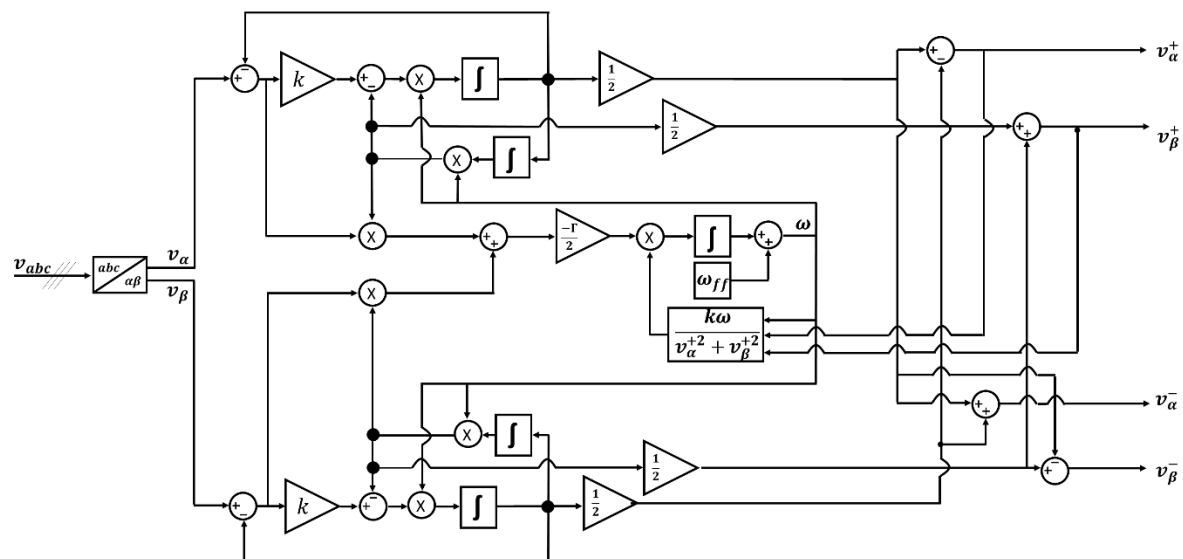
Uno de los aspectos importantes a considerar en el control de los inversores de potencia conectados a la red es la sincronización con las tensiones en el PCC. Esto se torna particularmente relevante ante la ocurrencia de fallas de corta duración en el sistema de distribución. En estos casos, se deben identificar las componentes de secuencia de la tensión en el PCC utilizando técnicas de estimación específicas. Al hacerlo, es posible usar esta información como entrada para el control, permitiendo así una respuesta satisfactoria ante posibles condiciones de desbalance en la red. En este tipo de sistemas, se emplean comúnmente la magnitud y el ángulo de fase de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC para sincronizar el convertidor y calcular el flujo de potencia (Teodorescu et al., 2010).

La estrategia de generación de las señales de referencia propuesta en esta tesis doctoral requiere la estimación previa de las componentes de secuencia positiva y negativa de la componente fundamental tanto de la tensión en el PCC ( $v_{\alpha\beta}^{\pm}$ ), como de las corrientes de la carga ( $i_{l,\alpha\beta}^{\pm}$ ), en el marco de referencia estacionario  $\alpha\beta$  (ver Figura 4). En este trabajo se considera un sistema trifásico de tres hilos, por lo que se desprecian las componentes de secuencia homopolar.

Asimismo, se aclara que la estimación de las componentes de secuencia a la frecuencia fundamental de las corrientes de la carga es requerida para la incorporación de las funcionalidades de compensación de desbalance de carga.

En la sección 1.2 de este trabajo se presentó una revisión de algoritmos de sincronización para inversores de conexión a la red. Entre los algoritmos presentados, en este trabajo de investigación se empleó el lazo de seguimiento de frecuencia con doble integrador generalizado de segundo orden (DSOGI-FLL del inglés *double second-order generalized integrator- frequency locked loop*), teniendo en cuenta su buen desempeño y rápida respuesta en cuanto a la estimación de las componentes de secuencia de señales desbalanceadas [29], [36], [53].

**Figura 7. Diagrama de bloques del algoritmo de sincronización con la red DSOGI-FLL**



*Nota:* Adaptado de (Teodorescu et al., 2010).

La Figura 7 muestra el diagrama de bloques implementado en esta tesis doctoral, diseñado para obtener las componentes de secuencia de tensiones y corrientes en el marco de referencia estacionario  $\alpha\beta$  (Teodorescu et al., 2010). Este diagrama ilustra cómo un conjunto de tensiones trifásicas se transforma desde el marco de referencia natural  $abc$ , al marco estacionario  $\alpha\beta$ . A partir de esta transformación, el controlador genera señales en cuadratura, facilitando la correlación con las componentes de secuencia a la fundamental.

El sistema recibe una señal trifásica y la transforma a coordenadas bifásicas ( $\alpha\beta$ ) mediante la transformación de Clarke. Este proceso produce dos señales ortogonales. Las señales ortogonales se filtran utilizando integradores generalizados de segundo orden (SOGI). Estos integradores generan señales filtradas y sus componentes en cuadratura, lo que permite extraer la componente fundamental de la señal y reducir la presencia de armónicos y ruido. Mediante el proceso de desacoplamiento, el DSOGI separa las componentes de secuencia positiva y negativa de las señales bifásicas. Esta separación es fundamental para analizar y controlar sistemas desbalanceados, asegurando una sincronización precisa.

El FLL se utiliza para estimar la frecuencia de la señal de entrada. A partir de las señales desacopladas por el DSOGI, el FLL calcula la frecuencia angular  $\omega$  mediante un lazo de control que ajusta la frecuencia estimada para que coincida con la frecuencia real de la red. Empleando integradores y multiplicadores, el FLL ajusta continuamente la estimación de la frecuencia. La señal de error, que representa la diferencia entre la frecuencia estimada y la frecuencia real, se minimiza mediante la retroalimentación del sistema. Las señales de salida  $v_{\alpha}^{+}$ ,  $v_{\beta}^{+}$ ,  $v_{\alpha}^{-}$  y  $v_{\beta}^{-}$  corresponden a las componentes de secuencia positiva y negativa, respectivamente, de las señales filtradas y sincronizadas con la frecuencia de la red.

## 2.4 Control de la tensión del bus de DC

Este lazo está encargado de controlar la tensión del bus de DC del inversor para que siga un valor de referencia, manteniendo a su vez el balance de potencia entre el convertidor DC/DC y el inversor trifásico. Para esto, se utilizó un controlador PI que recibe la diferencia entre la tensión medida en el bus de DC y una referencia establecida. La salida de este controlador corresponde a la potencia activa de referencia ( $P_{dc}$ ) que ajusta las variables de potencia empleadas en el lazo de generación de las señales de referencia.

## 2.5 Generación de las señales de referencia

Este lazo de control calcula las corrientes de referencia del inversor, es decir, las corrientes a inyectar por el sistema PV multifuncional a la red. La definición de estas corrientes de referencia establece las funcionalidades del inversor. La contribución de esta tesis doctoral se centra en este lazo de control, lo cual se detalla en los capítulos 3 y 4 de este documento. En términos generales, la estrategia de control propuesta abarca las siguientes funcionalidades: inyección de la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas, compensación de potencia reactiva y desbalance de carga, capacidad de LVRT, y limitación de la amplitud de la corriente del inversor. Además, la estrategia permite priorizar las funcionalidades del inversor y los objetivos de compensación, en función de las condiciones de la red y la capacidad nominal del inversor.

## 2.6 Control de Corriente

Las técnicas de control de corriente en inversores de conexión a la red garantizan que las corrientes inyectadas por el sistema PV sigan las señales de referencia. En la literatura se

encuentran diversas técnicas empleadas para este propósito, las cuales se pueden dividir en varias categorías:

- i. Controladores Lineales [54], [55], [56]: estos controladores hacen parte del grupo representado por las características de sistemas lineales. Su análisis y diseño se realiza a través de la teoría de control convencional.
  - Controladores clásicos: incluye los controladores P, PI, y PID, conocidos en la industria.
  - Control proporcional resonante (PR): similar al PI con diferencias en la acción integral.
  - Controlador de generación lineal en cuadratura (LQG del inglés *linear quadratic gaussian*): combinación de filtro de Kalman y regulador lineal cuadrático.
- ii. Controladores No Lineales (Lim et al., 2014; Niroomand & Karshenas, 2010; Yao & Xiao, 2013)
  - Controlador parcial o completamente linealizado (PFL del inglés *partial feedback linearization*): transforma un sistema no lineal en uno lineal.
  - Controlador de histéresis: determina directamente los pulsos de disparo de los dispositivos de conmutación, sin la necesidad de una etapa de modulación.
  - Controlador en modos deslizantes (SMC del inglés *sliding mode control*): alta tolerancia a perturbaciones.
  - Controlador robusto: trabaja con incertidumbres para garantizar estabilidad.
  - Controlador H infinito: utiliza optimización con alto costo computacional.

- iii. Controladores Predictivos (Espí Huerta et al., 2010): este tipo de controlador utiliza un modelo del sistema para predecir el comportamiento futuro de los parámetros controlados. El controlador se apoya en esta información para adquirir la acción óptima, dependiendo de un criterio de optimización predefinido. Con su respuesta dinámica rápida, las no linealidades y restricciones que pueden ser fácilmente incluidas pueden ser aplicadas a diversos sistemas.
- Controlador *deadbeat*: utiliza ecuaciones discretizadas basadas en el modelo del sistema para calcular la señal de control.
  - Controlador de modelo predictivo: minimiza una función de costo usando un modelo del sistema.
- iv. Controladores Inteligentes [61], [62]: estos controladores obtienen los parámetros de interés emulando la inteligencia biológica. Exploran y copian la idea de sistemas biológicos para resolver problemas.
- Controlador basado en redes neuronales: Simulan el sistema biológico del cerebro para control óptimo.
  - Controlador basado en lógica difusa.

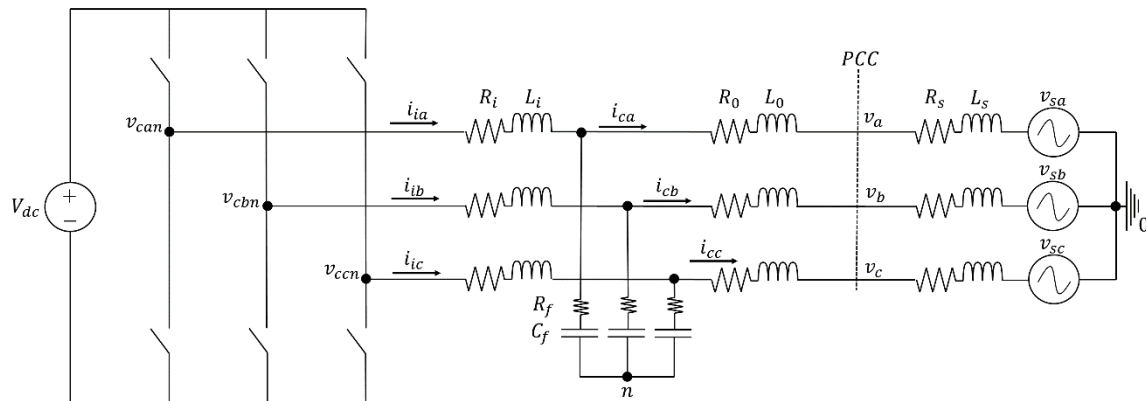
En este trabajo de investigación, el lazo de control de corriente se implementó para asegurar una respuesta rápida y precisa en el seguimiento de las corrientes de referencia. Para ello, se partió de la señal de corriente a inyectar a la red medida a la salida del filtro LCL ( $i_c$ ), la cual se compara con la señal de referencia. La señal de error resultante se procesó mediante un controlador proporcional-resonante (PR), generando las señales de modulación necesarias para ajustar el funcionamiento del inversor y asegurar que la corriente de salida siga la referencia deseada.

Finalmente, para generar los pulsos de disparo del inversor se utilizó la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM por sus siglas en inglés).

## 2.7 Control Proporcional Resonante

En sistemas fotovoltaicos, el control proporcional resonante (PR) es particularmente destacado por su habilidad para operar eficazmente con componentes de secuencia en diversos marcos de referencia, ya sea en el natural  $abc$  o en el estacionario  $\alpha\beta$ . Este enfoque se adopta especialmente para evitar el costo computacional de la transformada de Park, que se asocia con las componentes  $dq$ . En lugar de ello, el sistema se beneficia también de la disponibilidad de las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones trifásicas en el PCC obtenidas en la etapa de sincronismo para implementar el control de corriente del inversor.

La efectividad del control PR depende del modelado y análisis precisos del inversor y su interconexión con la red eléctrica. El sistema que se analiza se ilustra en la Figura 8, donde se ha optado por omitir la conexión de la carga en el PCC para simplificar el modelo. Adicionalmente, el arreglo fotovoltaico y su etapa de conversión de potencia DC/DC se consideran como una fuente de tensión ideal de DC ( $V_{dc}$ ). Las resistencias  $R_i$  y  $R_o$  representan las pérdidas en las inductancias del filtro LCL. Asimismo, los transistores de potencia junto a los diodos en conexión antiparalela se han modelado como interruptores ideales.

**Figura 8. Diagrama reducido de inversor fotovoltaico conectado a la red**


Para descifrar la dinámica del sistema, se empieza aplicando la Ley de Tensiones de Kirchhoff (LVK), que resulta en el conjunto de ecuaciones diferenciales lineales ( 1 )-( 3 ), que describen las relaciones entre las corrientes y tensiones en cada fase.

$$v_{can} = R_i i_{ia} + L_i \frac{di_{ia}}{dt} + R_o i_{ca} + L_o \frac{di_{ca}}{dt} + v_a + v_{0n} \quad ( 1 )$$

$$v_{cbn} = R_i i_{ib} + L_i \frac{di_{ib}}{dt} + R_o i_{cb} + L_o \frac{di_{cb}}{dt} + v_b + v_{0n} \quad ( 2 )$$

$$v_{ccn} = R_i i_{ic} + L_i \frac{di_{ic}}{dt} + R_o i_{cc} + L_o \frac{di_{cc}}{dt} + v_c + v_{0n} \quad ( 3 )$$

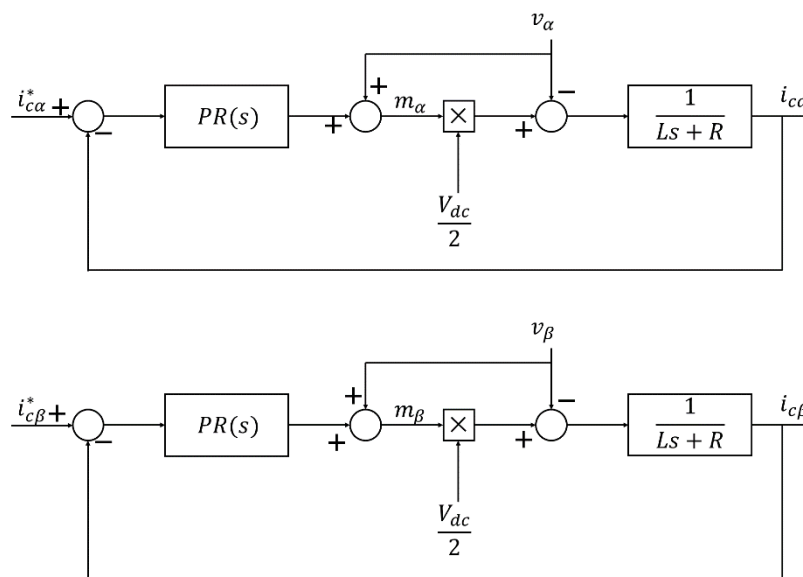
Estas ecuaciones contienen el efecto de las altas frecuencias introducidas por la conmutación de los transistores en el inversor. Para simplificar el análisis, se opta por un modelo

promediado que correlaciona las tensiones del inversor con las señales moduladoras de cada fase (Yazdani & Reza, 2010). Asimismo, se aplica la transformada de Clark a este sistema de ecuaciones. Vale la pena mencionar que, en este estudio, la dinámica de los condensadores se desprecia. Esta simplificación es justificada para las frecuencias que son de interés en el desarrollo del controlador (Teodorescu et al., 2010). Bajo las anteriores suposiciones, se obtiene el modelo presentado en las ecuaciones ( 4 ) y ( 5 ), donde  $m_\alpha$  y  $m_\beta$  son las señales moduladoras del inversor en los ejes  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente;  $i_{c\alpha}$  e  $i_{c\beta}$  son las corrientes inyectadas por el sistema PV en los ejes  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente; y  $v_\alpha$  y  $v_\beta$  son las tensiones en el PCC en los ejes  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

$$(R_i + R_o)i_{c\alpha} + (L_i + L_o)\frac{di_{c\alpha}}{dt} = m_\alpha \frac{V_{dc}}{2} - v_\alpha \quad ( 4 )$$

$$(R_i + R_o)i_{c\beta} + (L_i + L_o)\frac{di_{c\beta}}{dt} = m_\beta \frac{V_{dc}}{2} - v_\beta \quad ( 5 )$$

En la Figura 9 se presenta el diagrama de bloques del control de corriente, el cual se deriva de las ecuaciones ( 4 ) y ( 5 ), en donde  $R = R_i + R_o$  y  $L = L_i + L_o$ . Las tensiones en el PCC en el marco de referencia  $\alpha\beta$  se incorporan como señales de alimentación adelantadas (*feedforward*), con el objetivo de acelerar la convergencia y optimizar la respuesta del sistema ante posibles perturbaciones o variaciones en la entrada.

**Figura 9. Control de corriente en el marco de referencia estacionario  $\alpha\beta$** 

*Nota:* Adaptado de (Yazdani & Reza, 2010).

El bloque del controlador proporcional resonante,  $PR(s)$ , está representado en la ecuación ( 6 ). En ella,  $\omega_0$  es la frecuencia de resonancia del controlador, que corresponde a la frecuencia fundamental de la red (Zmood & Holmes, 2003). Los parámetros del controlador,  $k_p$  y  $k_i$ , se ajustan de manera que el sistema presente un margen de fase suficiente para garantizar su estabilidad.

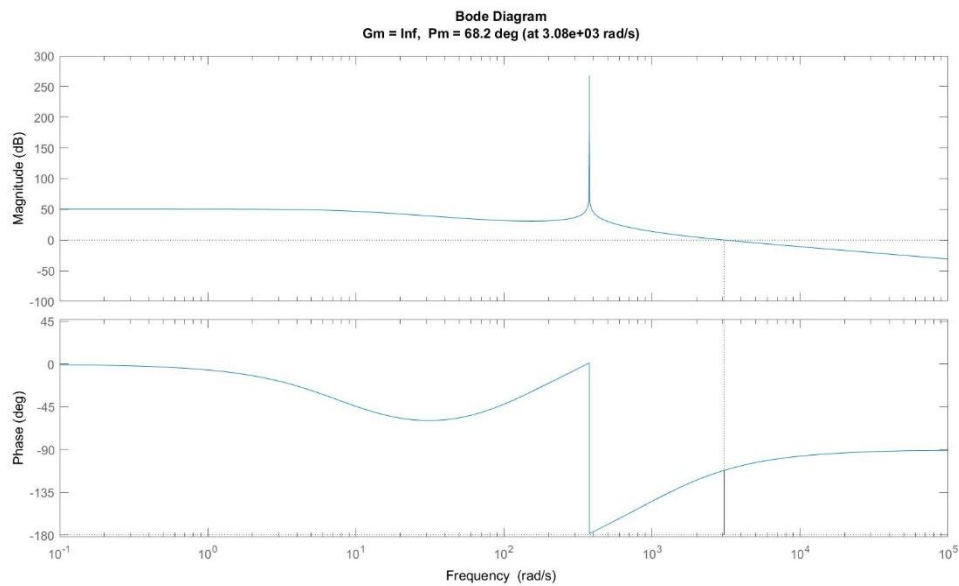
$$PR(s) = k_p + \frac{2k_i s}{s^2 + \omega_0^2} \quad ( 6 )$$

Teniendo en cuenta los parámetros del circuito, la ganancia de lazo del sistema de control es de la siguiente forma:

$$L(s) = \frac{k_p s^2 + 2k_i s + k_p \omega_0^2}{(s^2 + \omega_0^2)(Ls + R)} \quad ( 7 )$$

Se observa que los polos se ubican en el eje imaginario del plano  $s$  a la frecuencia de resonancia, mientras que el polo de la planta está en  $-R/L$ . Este último suele situarse a bajas frecuencias, reduciendo el ancho de banda del sistema. Un criterio de ajuste para los parámetros del controlador consiste en cancelar este polo posicionando uno de los ceros de la ganancia de lazo, asegurando que estos ceros estén lejos en magnitud de la frecuencia de resonancia. Por ejemplo, con  $R=30\text{ m}\Omega$  y  $L=3.5\text{ mH}$ , la Figura 10 muestra el margen de fase correspondiente para los valores ajustados según dicho criterio. El margen de fase es de  $68.2^\circ$  y el ancho de banda en lazo cerrado llega a  $4000\text{ rad/s}$ .

**Figura 10. Diagrama de bode para la ganancia de lazo  $L(s)$**



### **3 ESTRATEGIA DE CONTROL FLEXIBLE DE CORRIENTE PARA INVERSORES PV MULTIFUNCIONALES**

En este capítulo se analiza el desarrollo de una estrategia de control flexible para inversores fotovoltaicos multifuncionales con capacidades de compensación de carga. El funcionamiento flexible de la estrategia de control se logra a través de dos parámetros de control cuya variación da como resultado diferentes capacidades de compensación de carga. Estos parámetros se pueden adaptar dinámicamente en función de la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas, los objetivos de compensación de carga, y la capacidad nominal del inversor.

Además, se detalla el algoritmo de control del inversor propuesto para limitar las corrientes de referencia, asegurando que el inversor funcione dentro de límites seguros de operación. Este algoritmo permite la priorización de las funcionalidades del inversor mediante el ajuste de los dos parámetros de control de la estrategia flexible propuesta. El algoritmo de control del inversor establece un esquema de prioridades para las funcionalidades de compensación de carga, de acuerdo con la porción de la capacidad nominal del inversor que no es utilizada para la inyección de la potencia activa generada.

Con base en lo anterior, a continuación se presentan los objetivos de control considerados por la estrategia propuesta, la estrategia de generación de las señales de referencia desarrollada, y el algoritmo de control del inversor propuesto.

#### **3.1 Objetivos de control**

La estrategia propuesta considera los siguientes objetivos:

- i. Suministro de potencia activa: inyección de la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas. Esta funcionalidad debe priorizarse sobre las capacidades de compensación de carga.
- ii. Compensación de potencia reactiva: mejora del factor de potencia en el PCC al compensar la potencia reactiva demandada por la corriente de la carga a la frecuencia fundamental. Esta funcionalidad reduce los valores eficaces de las corrientes de la red y las pérdidas de potencia en el sistema de distribución.
- iii. Compensación de desbalance de carga: mitigación del desbalance de corriente debido a la conexión de cargas desbalanceadas en el PCC, reduciendo el flujo de potencia no simétrico a través de las tres fases.
- iv. Limitación de corriente: las amplitudes de las corrientes de referencia deben ser limitadas para garantizar que no se exceda la corriente nominal del inversor. Operar el inversor dentro de su capacidad nominal es esencial para evitar daños y prolongar su vida útil.
- v. Priorización de las funcionalidades del inversor: se desea un funcionamiento flexible del inversor para permitir la priorización de sus funcionalidades.
- vi. Inyección de corrientes sinusoidales: las corrientes inyectadas por el sistema PV a la red deben ser lo más sinusoidales posible a la frecuencia fundamental de la red, reduciendo así la distorsión armónica y cumpliendo con los requerimientos de calidad de la energía.

### 3.2 Generación de las corrientes de referencia

Aplicando la transformación de Clarke (Akagi et al., 2017) a las tensiones de fase en el PCC, las corrientes inyectadas, y la componente fundamental de las corrientes de la carga (denotadas en la Figura 4 como los vectores instantáneos  $\mathbf{v}$ ,  $\mathbf{i}_c$ , e  $\mathbf{i}_L$ , respectivamente) se obtienen las señales en el marco de referencia estacionario  $\alpha$ - $\beta$  expresadas en función de sus componentes de secuencia positiva y negativa de acuerdo con las ecuaciones ( 8 )-( 13 ):

$$v_\alpha = v_\alpha^+ + v_\alpha^- = V^+ \cos(\omega t + \phi^+) + V^- \cos(\omega t + \phi^-) \quad ( 8 )$$

$$v_\beta = v_\beta^+ + v_\beta^- = V^+ \sin(\omega t + \phi^+) - V^- \sin(\omega t + \phi^-) \quad ( 9 )$$

$$i_{c\alpha} = i_{c\alpha}^+ + i_{c\alpha}^- = I_c^+ \cos(\omega t + \theta_c^+) + I_c^- \cos(\omega t + \theta_c^-) \quad ( 10 )$$

$$i_{c\beta} = i_{c\beta}^+ + i_{c\beta}^- = I_c^+ \sin(\omega t + \theta_c^+) - I_c^- \sin(\omega t + \theta_c^-) \quad ( 11 )$$

$$i_{l\alpha} = i_{l\alpha}^+ + i_{l\alpha}^- = I_l^+ \cos(\omega t + \theta_l^+) + I_l^- \cos(\omega t + \theta_l^-) \quad ( 12 )$$

$$i_{l\beta} = i_{l\beta}^+ + i_{l\beta}^- = I_l^+ \sin(\omega t + \theta_l^+) - I_l^- \sin(\omega t + \theta_l^-) \quad ( 13 )$$

Donde los superíndices + y - denotan las componentes de secuencia positiva y negativa, respectivamente;  $V^+$ ,  $\phi^+$  y  $V^-$ ,  $\phi^-$  son las amplitudes y los ángulos de fase de las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones de fase en el PCC, respectivamente;  $I_c^+$ ,  $\theta_c^+$  e  $I_c^-$ ,  $\theta_c^-$  son las amplitudes y los ángulos de fase de las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes inyectadas, respectivamente;  $I_l^+$ ,  $\theta_l^+$  e  $I_l^-$ ,  $\theta_l^-$  son las amplitudes y los ángulos de fase de las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes de carga a la frecuencia fundamental, respectivamente; y  $\omega$  es la frecuencia de la red.

De acuerdo con la teoría  $p$ - $q$  propuesta por H. Akagi (Akagi et al., 2017) para sistemas trifásicos sin conductor neutro, la potencia activa instantánea ( $p$ ) y la potencia reactiva instantánea ( $q$ ) entregadas por el inversor a la red se definen de la siguiente manera:

$$p = \frac{3}{2}(v_{\alpha}i_{c\alpha} + v_{\beta}i_{c\beta}) \quad (14)$$

$$q = \frac{3}{2}(-v_{\alpha}i_{c\beta} + v_{\beta}i_{c\alpha}) \quad (15)$$

Considerando la descomposición en componentes simétricas para las tensiones en el PCC y las corrientes inyectadas según las ecuaciones ( 8 )-( 13 ), las potencias activa y reactiva instantáneas se pueden expresar como:

$$p = \frac{3}{2}(v_{\alpha}^{+}i_{c\alpha}^{+} + v_{\alpha}^{+}i_{c\alpha}^{-} + v_{\alpha}^{-}i_{c\alpha}^{+} + v_{\alpha}^{-}i_{c\alpha}^{-} + v_{\beta}^{+}i_{c\beta}^{+} + v_{\beta}^{+}i_{c\beta}^{-} + v_{\beta}^{-}i_{c\beta}^{+} + v_{\beta}^{-}i_{c\beta}^{-}) \quad (16)$$

$$q = \frac{3}{2}(-v_{\alpha}^{+}i_{c\beta}^{+} - v_{\alpha}^{+}i_{c\beta}^{-} - v_{\alpha}^{-}i_{c\beta}^{+} - v_{\alpha}^{-}i_{c\beta}^{-} + v_{\beta}^{+}i_{c\alpha}^{+} + v_{\beta}^{+}i_{c\alpha}^{-} + v_{\beta}^{-}i_{c\alpha}^{+} + v_{\beta}^{-}i_{c\alpha}^{-}) \quad (17)$$

Estas dos potencias instantáneas también se pueden descomponer en dos componentes, una parte constante y otra oscilante:

$$p = \bar{P} + \tilde{p} \quad (18)$$

$$q = \bar{Q} + \tilde{q} \quad (19)$$

Donde  $\bar{P}$  y  $\tilde{p}$  representan los términos promedio y oscilantes de la potencia activa instantánea, respectivamente, mientras que  $\bar{Q}$  y  $\tilde{q}$  son las partes promedio y oscilantes de la potencia reactiva instantánea, respectivamente. El término promedio  $\bar{P}$  corresponde a la potencia activa inyectada por el inversor.

Los términos promedio y oscilantes de las potencias activa y reactiva instantáneas pueden expresarse en función de las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones de fase en el PCC y de las corrientes inyectadas de la siguiente manera:

$$\bar{P} = \frac{3}{2} (v_{\alpha}^{+} i_{c\alpha}^{+} + v_{\alpha}^{-} i_{c\alpha}^{-} + v_{\beta}^{+} i_{c\beta}^{+} + v_{\beta}^{-} i_{c\beta}^{-}) \quad (20)$$

$$\tilde{p} = \frac{3}{2} (v_{\alpha}^{+} i_{c\alpha}^{-} + v_{\alpha}^{-} i_{c\alpha}^{+} + v_{\beta}^{+} i_{c\beta}^{-} + v_{\beta}^{-} i_{c\beta}^{+}) \quad (21)$$

$$\bar{Q} = \frac{3}{2} (-v_{\alpha}^{+} i_{c\beta}^{+} - v_{\alpha}^{-} i_{c\beta}^{-} + v_{\beta}^{+} i_{c\alpha}^{+} + v_{\beta}^{-} i_{c\alpha}^{-}) \quad (22)$$

$$\tilde{q} = \frac{3}{2} (-v_{\alpha}^{+} i_{c\beta}^{-} - v_{\alpha}^{-} i_{c\beta}^{+} + v_{\beta}^{+} i_{c\alpha}^{-} + v_{\beta}^{-} i_{c\alpha}^{+}) \quad (23)$$

Como se observa en las ecuaciones ( 20 )-( 23 ), los términos promedio,  $\bar{P}$  y  $\bar{Q}$ , son el resultado de la interacción entre componentes simétricas de la misma secuencia, mientras que los términos oscilantes,  $\tilde{p}$  y  $\tilde{q}$ , son producidos por interacciones entre componentes simétricas de secuencia diferente.

Expresando las ecuaciones ( 20 )-( 23 ) en notación matricial da como resultado:

$$\frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+} & v_{\beta}^{+} & v_{\alpha}^{-} & v_{\beta}^{-} \\ v_{\alpha}^{-} & v_{\beta}^{-} & v_{\alpha}^{+} & v_{\beta}^{+} \\ v_{\beta}^{+} & -v_{\alpha}^{+} & v_{\beta}^{-} & -v_{\alpha}^{-} \\ v_{\beta}^{-} & -v_{\alpha}^{-} & v_{\beta}^{+} & -v_{\alpha}^{+} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{c\alpha}^{+} \\ i_{c\beta}^{+} \\ i_{c\alpha}^{-} \\ i_{c\beta}^{-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{P} \\ \tilde{p} \\ \bar{Q} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Al resolver el sistema planteado en la ecuación ( 24 ) se obtienen las expresiones para las corrientes de secuencia positiva y negativa inyectadas en el marco de referencia  $\alpha$ - $\beta$ :

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha}^+ \\ i_{c\beta}^+ \\ i_{c\alpha}^- \\ i_{c\beta}^- \end{bmatrix} = \frac{2}{3 * den} \begin{bmatrix} num1 & num2 & num3 & num4 \\ num3 & num4 & -num1 & -num2 \\ num2 & num1 & num4 & num3 \\ num4 & num3 & -num2 & -num1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{P} \\ \bar{\rho} \\ \bar{Q} \\ \bar{q} \end{bmatrix} \quad ( 25 )$$

Donde

$$num1 = -v_{\alpha}^{-2}v_{\alpha}^+ - 2v_{\alpha}^{-}v_{\beta}^{-}v_{\beta}^+ + v_{\alpha}^{+3} + v_{\alpha}^+v_{\beta}^{+2} + v_{\alpha}^+v_{\beta}^{-2}$$

$$num2 = v_{\alpha}^{-3} - v_{\alpha}^{-}v_{\alpha}^{+2} + v_{\alpha}^{-}v_{\beta}^{-2} + v_{\alpha}^{-}v_{\beta}^{+2} - 2v_{\alpha}^+v_{\beta}^{-}v_{\beta}^+$$

$$num3 = v_{\alpha}^{-2}v_{\beta}^+ - 2v_{\alpha}^{-}v_{\alpha}^+v_{\beta}^{-} + v_{\alpha}^{+2}v_{\beta}^+ - v_{\beta}^{-2}v_{\beta}^+ + v_{\beta}^{+3}$$

$$num4 = v_{\alpha}^{-2}v_{\beta}^{-} - 2v_{\alpha}^{-}v_{\alpha}^+v_{\beta}^+ + v_{\alpha}^{+2}v_{\beta}^{-} + v_{\beta}^{-3} - v_{\beta}^{-}v_{\beta}^{+2}$$

$$den = v_{\alpha}^{-4} - 2v_{\alpha}^{-2}v_{\alpha}^{+2} + 2v_{\alpha}^{-2}v_{\beta}^{-2} + 2v_{\alpha}^{-2}v_{\beta}^{+2} - 8v_{\alpha}^+v_{\alpha}^{-}v_{\beta}^+v_{\beta}^{-} + v_{\alpha}^{+4} + 2v_{\alpha}^{+2}v_{\beta}^{-2} + 2v_{\alpha}^{+2}v_{\beta}^{+2} \\ + v_{\beta}^{-4} - 2v_{\beta}^{-2}v_{\beta}^{+2} + v_{\beta}^{+4}$$

Considerando la ecuación presentada en ( 25 ), es posible obtener una amplia variedad de expresiones para calcular las corrientes de referencia, según los objetivos de control del inversor y las condiciones de operación.

En condiciones de operación normal, es decir, cuando no se presenta la ocurrencia de fallas en la red, las tensiones en el PCC generalmente se caracterizan por ser predominantemente de secuencia positiva balanceadas. Partiendo de lo anterior, se desprecia la componente de secuencia negativa de la tensión en el PCC, y por lo tanto, las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes inyectadas en el marco de referencia  $\alpha$ - $\beta$  se establecen en función de la tensión en el PCC y de los términos promedio y oscilantes de las potencias activas y reactivas instantáneas de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha}^+ \\ i_{c\beta}^+ \\ i_{c\alpha}^- \\ i_{c\beta}^- \end{bmatrix} = \frac{2}{3(v_{\alpha}^{+2} + v_{\beta}^{+2})} \begin{bmatrix} v_{\alpha}^+ & 0 & v_{\beta}^+ & 0 \\ v_{\beta}^+ & 0 & -v_{\alpha}^+ & 0 \\ 0 & v_{\alpha}^+ & 0 & v_{\beta}^+ \\ 0 & v_{\beta}^+ & 0 & -v_{\alpha}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{P} \\ \tilde{p} \\ \bar{Q} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad ( 26 )$$

Partiendo de la expresión presentada en la ecuación ( 26 ), se pueden derivar varias formas de calcular las corrientes de referencia del inversor en función de objetivos de control específicos.

Considerando los objetivos de control establecidos en este trabajo, se propone una expresión basada en la ecuación ( 26 ). La estrategia propuesta tiene como objetivo proporcionar flexibilidad, de tal manera que sea posible la priorización de las funcionalidades del inversor, limitando dinámicamente las capacidades de compensación de acuerdo con la porción de la capacidad nominal del inversor no utilizada para la inyección de la potencia activa generada. Para estos fines, se introducen los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ , lo que da como resultado las

expresiones propuestas presentadas en las ecuaciones ( 27 ) y ( 28 ), utilizadas para calcular las corrientes de referencia  $i_{c\alpha}^*$  e  $i_{c\beta}^*$ . Los parámetros de control son números reales positivos cuyos valores pueden fluctuar entre 0 y 1. El parámetro  $k_1$  permite el ajuste dinámico de la capacidad de compensación de potencia reactiva, mientras que  $k_2$  se utiliza para ajustar la capacidad de compensación de desbalance de carga.

$$i_{c\alpha}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\alpha}^+}{V^{+2}} \bar{P}^* + \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2}} k_1 \bar{Q}_l + \frac{v_{\alpha}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{p}_l + \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{q}_l \right) \quad ( 27 )$$

$$i_{c\beta}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2}} \bar{P}^* - \frac{v_{\alpha}^+}{V^{+2}} k_1 \bar{Q}_l + \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{p}_l - \frac{v_{\alpha}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{q}_l \right) \quad ( 28 )$$

Donde:

$$\bar{P}^* = P_{dc} \quad ( 29 )$$

$$\tilde{p}_l = \frac{3}{2} (v_{\alpha}^+ i_{l\alpha}^- + v_{\alpha}^- i_{l\alpha}^+ + v_{\beta}^+ i_{l\beta}^- + v_{\beta}^- i_{l\beta}^+) = \frac{3}{2} (V^+ I_l^- \cos(2\omega t + \phi^+ + \theta_l^-)) \quad ( 30 )$$

$$\bar{Q}_l = \frac{3}{2} (-v_{\alpha}^+ i_{l\beta}^+ - v_{\alpha}^- i_{l\beta}^- + v_{\beta}^+ i_{l\alpha}^+ + v_{\beta}^- i_{l\alpha}^-) = \frac{3}{2} (V^+ I_l^+ \sin(\phi^+ - \theta_l^+)) \quad ( 31 )$$

$$\tilde{q}_l = \frac{3}{2} (-v_{\alpha}^+ i_{l\beta}^- - v_{\alpha}^- i_{l\beta}^+ + v_{\beta}^+ i_{l\alpha}^- + v_{\beta}^- i_{l\alpha}^+) = \frac{3}{2} (V^+ I_l^- \sin(2\omega t + \phi^+ + \theta_l^-)) \quad ( 32 )$$

Como se observa en las ecuaciones ( 29 )-( 32 ), las referencias para los términos promedio y oscilantes de las potencias activa y reactiva instantáneas para el inversor PV multifuncional se establecen como:

- La potencia activa promedio  $\bar{P}^*$  corresponde a la potencia activa resultante del control de la tensión del bus de DC del inversor ( $P_{dc}$ ). Esta potencia contempla la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas y las pérdidas de potencia del proceso de acondicionamiento de la energía.
- El término promedio de  $q(t)$  corresponde al término promedio de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\overline{Q}_l$ ). Este término también se multiplica por el parámetro de control  $k_1$ , cuyo valor puede fluctuar entre 0 y 1, lo que permite un ajuste dinámico de la capacidad de compensación de potencia reactiva. Al reducir el valor de  $k_1$ , se reduce la cantidad de potencia reactiva suministrada por el inversor fotovoltaico para compensar la potencia reactiva consumida por la corriente de carga a la frecuencia fundamental.
- Los términos oscilantes de  $p(t)$  y  $q(t)$  son iguales a los términos oscilantes de las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga,  $\tilde{p}_l$  y  $\tilde{q}_l$ , respectivamente. Estos dos términos oscilantes se multiplican por el parámetro de control  $k_2$ , cuyo valor puede fluctuar entre 0 y 1, lo que permite ajustar dinámicamente la capacidad de compensación de desbalance de carga. Como se ve en las ecuaciones ( 27 ) y ( 28 ), tanto  $\tilde{p}_l$  como  $\tilde{q}_l$  se multiplican por el mismo parámetro  $k_2$ , lo que significa que estas dos componentes deben reducirse en la misma proporción. Esto es necesario para garantizar que las corrientes inyectadas en la red no se distorsionen y que se cumpla el objetivo de compensación de desbalance de carga.

Como resultado, la variación de los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  produce diferentes capacidades de compensación de carga y permite la priorización de los objetivos de compensación.

### 3.3 Algoritmo de control del inversor

La incorporación de capacidades de compensación de carga en los inversores PV multifuncionales puede llevar a que se exceda la corriente máxima soportada por este dispositivo. Para evitar esta situación, las capacidades de compensación de carga deben limitarse para garantizar que no se supere la corriente nominal del inversor.

En este trabajo se propone un algoritmo de control del inversor que permite priorizar los objetivos de compensación y limitar las capacidades de compensación de carga, garantizando que las amplitudes de las corrientes de fase permanezcan dentro de límites seguros. Esto se logra ajustando los dos parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ . El algoritmo establece el siguiente esquema de prioridades:

- i. **Prioridad 1:** La máxima prioridad corresponde a la inyección de potencia activa promedio ( $\bar{P}^*$ ) sobre las funcionalidades de compensación de carga.
- ii. **Prioridad 2:** La segunda prioridad se da a la compensación de potencia reactiva, es decir, la compensación de la parte promedio de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\bar{Q}_l$ ).
- iii. **Prioridad 3:** La última prioridad es la funcionalidad de compensación de desbalance de carga, es decir, la compensación de los términos oscilantes  $\tilde{p}_l$  y  $\tilde{q}_l$ .

Para realizar esta priorización se definen tres umbrales para las corrientes inyectadas, como se especifica en las ecuaciones ( 33 )-( 35 ). El umbral  $I_1$  corresponde a la amplitud de la corriente de fase del inversor necesaria para inyectar la potencia activa promedio total  $\bar{P}^*$  (**Prioridad 1**). El

umbral  $I_2$  considera la amplitud de la corriente de fase del inversor necesaria para inyectar  $\bar{P}^*$  más la parte promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\bar{Q}_l$ ), que corresponde a la **Prioridad 1** y a la **Prioridad 2**, respectivamente. Finalmente, el umbral  $I_3$  corresponde a la máxima amplitud entre las tres corrientes de fase del inversor requerida para la inclusión de las tres funcionalidades: la inyección de  $\bar{P}^*$ ,  $\bar{Q}_l$ , y los términos oscilantes totales  $\tilde{p}_l$  y  $\tilde{q}_l$  (**Prioridad 1**, **Prioridad 2** y **Prioridad 3**, respectivamente).

$$I_1 = \frac{2 \bar{P}^*}{3 V^+} \quad (33)$$

$$I_2 = \frac{2}{3 V^+} \sqrt{\bar{P}^{*2} + \bar{Q}_l^2} \quad (34)$$

$$I_3 = \frac{2}{3} \sqrt{\frac{\bar{P}^{*2} + \bar{Q}_l^2}{V^{+2}} + \left(\frac{3I_l^-}{2}\right)^2 + \frac{3I_l^- x_1}{V^+}} \quad (35)$$

En la ecuación ( 35 ), el umbral  $I_3$  se calcula para la corriente de fase con mayor amplitud de las tres, dado que las corrientes de fase del inversor están desbalanceadas. Para esto, la variable  $x_1$  se determina a partir de la expresión ( 36 ).

$$x_1 = \max(\bar{P}^* \cos(\phi^+ - \theta_l^-) - \bar{Q}_l \sin(\phi^+ - \theta_l^-),$$

$$\bar{P}^* \cos(\phi^+ - \theta_l^- + 2\pi/3) - \bar{Q}_l \sin(\phi^+ - \theta_l^- + 2\pi/3), \quad (36)$$

$$\bar{P}^* \cos(\phi^+ - \theta_l^- - 2\pi/3) - \bar{Q}_l \sin(\phi^+ - \theta_l^- - 2\pi/3))$$

La discrepancia entre los ángulos  $\phi^+$  y  $\theta_l^-$  se puede calcular como se define en la ecuación (36) (Lopez et al., 2018):

$$\phi^+ - \theta_l^- = \arccos\left(\frac{v_\alpha^+ i_{l\alpha}^- - v_\beta^+ i_{l\beta}^-}{V^+ I_l^-}\right) \quad (37)$$

Se definen cuatro modos de operación para el inversor PV multifuncional, que se describen a continuación. El modo de operación se determina comparando los umbrales previamente definidos con la amplitud de la corriente de fase nominal del inversor ( $I_{nominal}$ ). Para cada modo, se establecen los valores de los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ , lo que permite limitar la corriente de fase del inversor según el esquema de prioridades.

**Modo 1:** Si  $I_{nominal} < I_1$

En este modo de operación solo se inyecta a la red potencia activa promedio; por lo tanto, los dos parámetros de control se establecen en cero, como se muestra en la ecuación ( 38 ). Además, el valor de referencia para la potencia activa promedio  $\bar{P}^*$  debe reducirse de acuerdo con la corriente nominal del inversor, como se especifica en la ecuación ( 39 ).

$$k_1 = 0, \quad k_2 = 0 \quad (38)$$

$$\bar{P}^* = \frac{3I_{nominal}V^+}{2} \quad (39)$$

Para lograr la reducción de la potencia activa generada, es necesario operar las unidades fotovoltaicas en el modo no MPPT utilizando el control de limitación de potencia activa (APC), por lo que la variable  $F$  indica este modo de operación en el controlador del convertidor DC/DC elevador presentado en la Figura 6.

**Modo 2:** Si  $I_1 \leq I_{nominal} < I_2$

En este modo se inyecta a la red la potencia activa promedio total ( $\bar{P}^* = P_{dc}$ ), por lo que las unidades fotovoltaicas funcionan en el punto de máxima potencia. Además, también es posible la entrega parcial de  $\overline{Q}_L$ . Sin embargo, no se realiza la función de compensación de desbalance de carga, por lo que el parámetro de control  $k_2$  se establece en cero, como se ve en la ecuación ( 40 ).

$$k_2 = 0 \quad ( 40 )$$

Para limitar la componente promedio de la potencia reactiva instantánea entregada según la corriente nominal del inversor, el parámetro de control  $k_1$  se define como se muestra en la ecuación ( 41 ). Esta definición asegura el suministro parcial de la potencia reactiva demandada por la carga mientras se mantiene la corriente del inversor en su valor nominal.

$$k_1 = \sqrt{\left(\frac{3V^+ I_{nominal}}{2\overline{Q}_L}\right)^2 - \left(\frac{\bar{P}^*}{\overline{Q}_L}\right)^2} \quad ( 41 )$$

**Modo 3:** Si  $I_2 \leq I_{nominal} < I_3$

En este modo de operación el inversor suministra tanto la potencia activa promedio total ( $\bar{P}^* = P_{dc}$ ), como la componente promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\overline{Q}_L$ ). Por lo tanto, las unidades PV funcionan en el punto de máxima potencia y el parámetro de control  $k_1$  se establece en la unidad, como se ve en la ecuación ( 42 ).

$$k_1 = 1 \quad ( 42 )$$

Además, es posible una entrega parcial de los términos oscilantes  $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ . Para limitar la capacidad de compensación de desbalance de carga en función de la corriente nominal del inversor, el parámetro de control  $k_2$  se establece como:

$$k_2 = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (43)$$

Donde

$$a = \left(\frac{3I_l^-}{2}\right)^2$$

$$b = \frac{3I_l^- x_1}{V^+}$$

$$c = \frac{\bar{P}^{*2} + \bar{Q}_l^{-2}}{V^{+2}} - \left(\frac{3I_{nominal}}{2}\right)^2$$

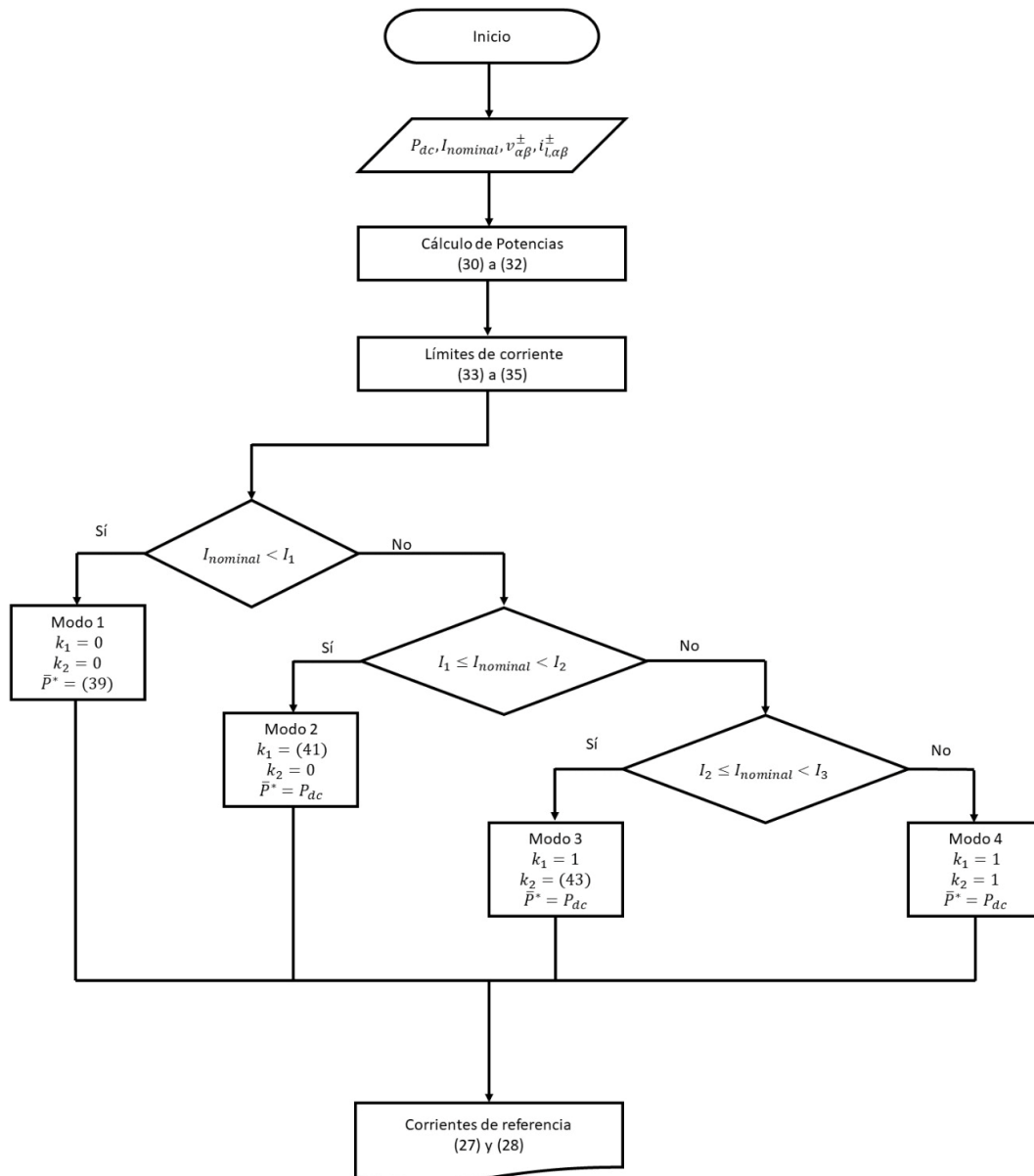
**Modo 4:** Si  $I_{nominal} \geq I_3$

En este último modo de operación, las tres funcionalidades se logran por completo. Por lo tanto, el inversor PV multifuncional entrega la potencia activa promedio total ( $\bar{P}^* = P_{dc}$ ), la componente promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\bar{Q}_L$ ), y las componentes oscilantes totales de las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga,  $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ , respectivamente. Para esto, los dos parámetros de control se establecen en la unidad, como se ve en la ecuación ( 44 ). Una vez más, las unidades fotovoltaicas funcionan en el punto de máxima potencia.

$$k_1 = 1, \quad k_2 = 1 \quad (44)$$

Finalmente, la Figura 11 presenta el diagrama de flujo del algoritmo propuesto para controlar el inversor PV multifuncional. El algoritmo tiene en cuenta los cuatro modos de operación del inversor y el cálculo de las corrientes de referencia, en función de los objetivos de control previstos.

Figura 11. Algoritmo propuesto para el control del inversor PV multifuncional



## **4 ALGORITMO DE CONTROL PARA LA INCORPORACIÓN DE CAPACIDADES DE *LOW VOLTAGE RIDE THROUGH (LVRT)***

La integración de generadores distribuidos a la red eléctrica requiere cumplir con los requerimientos estipulados en los códigos de red. Estos códigos establecen los requisitos técnicos para conectar y operar instalaciones generadoras, como las fotovoltaicas, a la red principal. Entre los requerimientos establecidos en los códigos de red está la capacidad de *Low Voltage Ride Through (LVRT)*, tal como se describió en la sección 1.2 de este documento.

La capacidad de LVRT exige a los sistemas PV permanecer conectados ante la ocurrencia de hundimientos de tensión por un tiempo definido, fenómeno que pueden surgir por fallas o cambios en la demanda energética. Los avances en tecnología PV han mejorado esta capacidad, a través del desarrollo de sistemas de control avanzados y equipos de protección que operan ante estas condiciones.

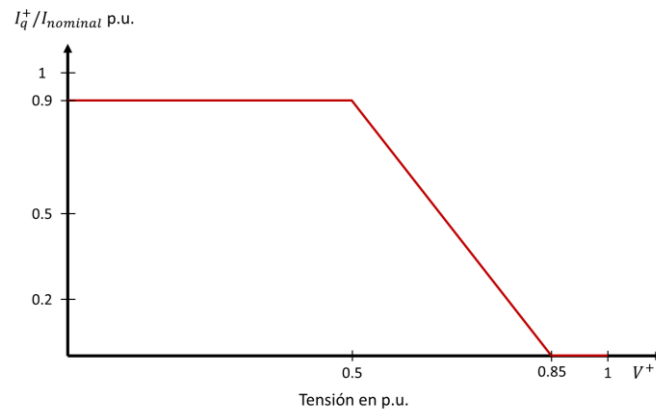
A nivel internacional, los códigos de red varían en sus requisitos de LVRT para sistemas PV. Por ejemplo, en el Reino Unido y Alemania, los códigos incluyen criterios estrictos buscando mitigar problemas de estabilidad y conexión durante la ocurrencia de fallas en la red. En otros países y provincias, como Dinamarca, España, EE. UU., Quebec y Alberta, también se han adaptado estos requisitos, enfatizando en la resiliencia de la red ante fluctuaciones de tensión (Wu & Sun, n.d.).

### **4.1 Requisito de inyección de potencia reactiva**

En este estudio se ha implementado una adaptación de los requisitos de LVRT establecidos en el código de red español, tomando como referencia implementaciones similares reportadas en

(Alepez et al., 2013; Calle-Prado et al., 2016; Lopez et al., 2018; Ramirez et al., 2011). Esta adaptación, junto con la consideración de códigos de red implementados en otros países, destaca la diversidad y eficacia de enfoques globales. En la Figura 12 se ilustra el requisito de inyección de potencia reactiva adaptado del código de red español, donde se muestra cómo se obtiene la cantidad mínima de corriente reactiva de secuencia positiva  $I_q^+$  en p.u. a entregar, tomando como valor base la corriente nominal del sistema ( $I_{nominal}$ ), según el valor de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC ( $V^+$ ) en p.u. durante la ocurrencia de un hundimiento de tensión, tal como se establece en la ecuación ( 45 ).

**Figura 12. Requisito de inyección de corriente reactiva, adaptado del código de red español**



$$\frac{I_q^+}{I_{nominal}} = \begin{cases} 0.00 & 0.85 \leq V^+ \leq 1.10 \text{ p.u.} \\ -2.57V^+ + 2.19 & 0.50 < V^+ < 0.85 \text{ p.u.} \\ 0.90 & 0.00 \leq V^+ \leq 0.50 \text{ p.u.} \end{cases} \quad (45)$$

Esta adaptación del código de red conlleva a que en situaciones donde la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC varía entre 0.85 y 0 p.u., los sistemas de generación distribuida deben estar facultados para ajustar la potencia activa entregada según se requiera, teniendo en cuenta el requerimiento de inyección de potencia reactiva y la capacidad nominal del inversor. Además, puede ser de interés inyectar corriente activa y reactiva de secuencia negativa, brindando un mejor soporte a la red ante hundimientos asimétricos (Lopez et al., 2018), (Rincon et al., 2023). Para lo anterior, se pueden considerar enfoques que permitan la entrega de potencia activa y reactiva empleando las dos componentes de secuencia (positiva y negativa) de la corriente inyectada por el inversor, asegurando a su vez que esta corriente no sobrepase los límites de su capacidad operativa.

#### **4.2 Generación de las corrientes de referencia**

Partiendo de la expresión previamente definida en la ecuación ( 25 ) y con base en las ecuaciones presentadas en (Lopez et al., 2018) para la operación de inversores trifásicos de conexión a la red durante la ocurrencia de hundimientos de tensión, en este trabajo doctoral se obtiene por emplear las ecuaciones ( 46 ) y ( 47 ) para el cálculo de las corrientes de referencia del inversor en el marco de referencia estacionario  $\alpha$ - $\beta$  durante la ocurrencia de hundimientos de tensión. Esta definición permite la inyección de potencia activa y reactiva por medio de las componentes de secuencia positiva y negativa de la corriente en situaciones de hundimientos de tensión tanto balanceados como desbalanceados. Además, busca evitar oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada por el inversor PV. Esta modificación promueve que el inversor suspenda la función de compensación de carga para adoptar un papel activo en el soporte de la red durante la ocurrencia del hundimiento de tensión.

$$i_{c\alpha}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\alpha}^+ - v_{\alpha}^-}{V^{+2} - V^{-2}} \bar{P}^* + \frac{v_{\beta}^+ + v_{\beta}^-}{V^{+2} + V^{-2}} Q_{LVRT} \right) \quad (46)$$

$$i_{c\beta}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\beta}^+ - v_{\beta}^-}{V^{+2} - V^{-2}} \bar{P}^* - \frac{v_{\alpha}^+ + v_{\alpha}^-}{V^{+2} + V^{-2}} Q_{LVRT} \right) \quad (47)$$

En la descripción de las ecuaciones ( 46 ) y ( 47 ),  $\bar{P}^*$  corresponde a la potencia activa de referencia y  $Q_{LVRT}$  denota el valor de la potencia reactiva de referencia calculada según la ecuación ( 48 ), donde  $I_q^+$  se define conforme a lo estipulado en la adaptación del código de red considerado en esta tesis, ecuación ( 45 ). La ecuación ( 48 ) busca también incorporar la entrega de potencia reactiva mediante la componente de secuencia negativa de la corriente en situaciones de hundimientos de tensión desbalanceados.

$$Q_{LVRT} = \frac{3 I_q^+ (V^{+2} + V^{-2})}{2 V^+} \quad (48)$$

### 4.3 Limitación de corriente

Tal como se mencionó anteriormente, el algoritmo de control del inversor debe limitar la corriente inyectada para garantizar que esta no supere el valor nominal ( $I_{nominal}$ ) soportado por este dispositivo. Lo anterior puede llevar a que sea necesaria una reducción de la potencia activa generada o incluso, tal como se plantea a continuación, una reducción de la potencia reactiva de referencia.

Una vez calculado el valor de  $Q_{LVRT}$ , según lo estipulado en el código de red, se procede a determinar el valor máximo de potencia activa que el inversor puede entregar de tal manera que no se exceda el valor nominal de la corriente ( $I_{nominal}$ ), siguiendo la ecuación ( 49 ).

$$\bar{P}_{max}^* = Re \left\{ (V^{+2} - V^{-2}) \sqrt{\frac{\left(\frac{3}{2} I_{nominal}\right)^2}{(V^{+2} + V^{-2} - 2V^+V^-x_2)} - \left(\frac{Q_{LVRT}}{V^{+2} + V^{-2}}\right)^2} \right\} \quad (49)$$

Donde  $x_2$  se define en la expresión ( 50 ):

$$x_2 = \min(\cos(\phi^+ - \phi^-), \quad \cos(\phi^+ - \phi^- + 2\pi/3), \quad \cos(\phi^+ - \phi^- - 2\pi/3)) \quad (50)$$

La diferencia entre los ángulos  $\phi^+$  y  $\phi^-$  señala el ángulo formado por los vectores instantáneos de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en el marco de referencia estacionario  $\alpha$ - $\beta$ , tal como se especifica en la ecuación ( 51 ) (Lopez et al., 2018).

$$\phi^+ - \phi^- = \arccos\left(\frac{v_\alpha^+ v_\alpha^- - v_\beta^+ v_\beta^-}{V^+ V^-}\right) \quad (51)$$

El valor resultante de  $\bar{P}_{max}^*$  puede llevar a tres posibles modos de operación:

**Modo 1 LVRT:** Si  $P_{dc} \leq \bar{P}_{max}^*$

Si el valor de  $\bar{P}_{max}^*$  es superior o igual a la potencia activa de referencia resultante del control de la tensión del bus de DC del inversor ( $P_{dc}$ ), entonces el sistema continúa operando en el punto de máxima potencia (MPPT) y es posible inyectar la totalidad de  $P_{dc}$ . En este caso, la potencia activa de referencia se iguala a  $P_{dc}$ :

$$\bar{P}^* = P_{dc}$$

**Modo 2 LVRT:** Si  $0 < \bar{P}_{max}^* < P_{dc}$

En este modo de operación se debe reducir la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas con el fin de limitar la corriente inyectada. De esta manera, la potencia activa de referencia se reduce a  $\bar{P}_{max}^*$ :

$$\bar{P}^* = \bar{P}_{max}^*$$

Para lograr la reducción de la potencia activa generada, es necesario operar las unidades fotovoltaicas en el modo no-MPPT utilizando el control de limitación de potencia activa (APC), por lo que la variable  $F$  indica este modo de operación en el controlador del convertidor DC/DC elevador presentado en la Figura 6.

**Modo 3 LVRT:** Si  $\bar{P}_{max}^* = 0$

En este caso resulta obligatorio que el inversor cese la inyección de potencia activa de manera total, por lo tanto, la potencia activa de referencia se iguala a cero:

$$\bar{P}^*=0$$

Asimismo, las unidades fotovoltaicas deben operar en el modo no-MPPT utilizando el control de limitación de potencia activa (APC).

Además, al emplear la estrategia de generación de las corrientes de referencia presentada en las ecuaciones ( 46 ) y ( 47 ), se hace necesario reducir la potencia reactiva entregada según la ecuación ( 52 ).

$$Q_{LVRT} = \frac{3}{2} \frac{I_{nominal}(V^{+2} + V^{-2})}{\sqrt{V^{+2} + V^{-2} - 2V^+V^-x_2}} \quad ( 52 )$$

La anterior ecuación considera la capacidad máxima del inversor para inyectar corriente reactiva tanto de secuencia positiva como de secuencia negativa. Esto conlleva a una modificación del requerimiento de inyección de corriente reactiva de secuencia positiva establecido en la ecuación ( 45 ). La modificación del requerimiento consiste en no limitarse a la inyección exclusiva de corriente reactiva de secuencia positiva, sino también incorporar la inyección de corriente reactiva de secuencia negativa ante hundimientos asimétricos.

Otra opción para operar el inversor en este modo es optar por la no modificación del requerimiento según lo planteado anteriormente. Esto conllevaría a la inyección de corriente reactiva solo de secuencia positiva, considerando la siguiente definición para las corrientes de referencia:

$$i_{\alpha}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2} + V^{-2}} Q_{LVRT} \right) \quad (53)$$

$$i_{\beta}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{-v_{\alpha}^+}{V^{+2} + V^{-2}} Q_{LVRT} \right) \quad (54)$$

Donde

$$Q_{LVRT} = \frac{3}{2} I_q^+ V^+$$

Incluso, si se quiere aprovechar la máxima capacidad del inversor para la entrega de corriente reactiva de secuencia positiva, se puede optar por inyectar la corriente nominal permitida considerando la siguiente referencia para la potencia reactiva:

$$Q_{LVRT} = \frac{3}{2} I_{nominal} V^+$$

La integración de las ecuaciones ( 53 ) y ( 54 ) en el sistema provoca que la potencia activa instantánea entregada por el convertidor exhiba oscilaciones en presencia de caídas de tensión asimétricas, lo que puede resultar en oscilaciones en la tensión del bus de continua del inversor, entre otras implicaciones.

En esta tesis se opta por trabajar con el primer planteamiento presentado (modificación del requerimiento de inyección de corriente reactiva), buscando evitar oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada por el inversor PV. Sin embargo, el otro enfoque puede ser abordado modificando las ecuaciones respectivas para este modo de operación según lo planteado en las

ecuaciones ( 53 ) y ( 54 ) , cumpliendo de esta manera estrictamente con el requerimiento establecido en la adaptación del código de red.

#### 4.4 Algoritmo de control unificado para la incorporación de capacidades de LVRT y funcionalidades de compensación de carga

Teniendo en cuenta los dos planteamientos presentados en esta tesis doctoral para la operación del inversor PV multifuncional considerando la incorporación de funcionalidades de compensación de carga y capacidades de LVRT, se propone la siguiente expresión para la generación de las señales de referencia en el marco de referencia estacionario  $\alpha$ - $\beta$ :

$$i_{c\alpha}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\alpha}^+ - k_3 v_{\alpha}^-}{V^{+2} - k_3 V^{-2}} \bar{P}^* + \frac{v_{\beta}^+ + k_3 v_{\beta}^-}{V^{+2} + k_3 V^{-2}} (Q_{LVRT} + k_1 \bar{Q}_l) + \frac{v_{\alpha}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{p}_l + \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{q}_l \right) \quad (55)$$

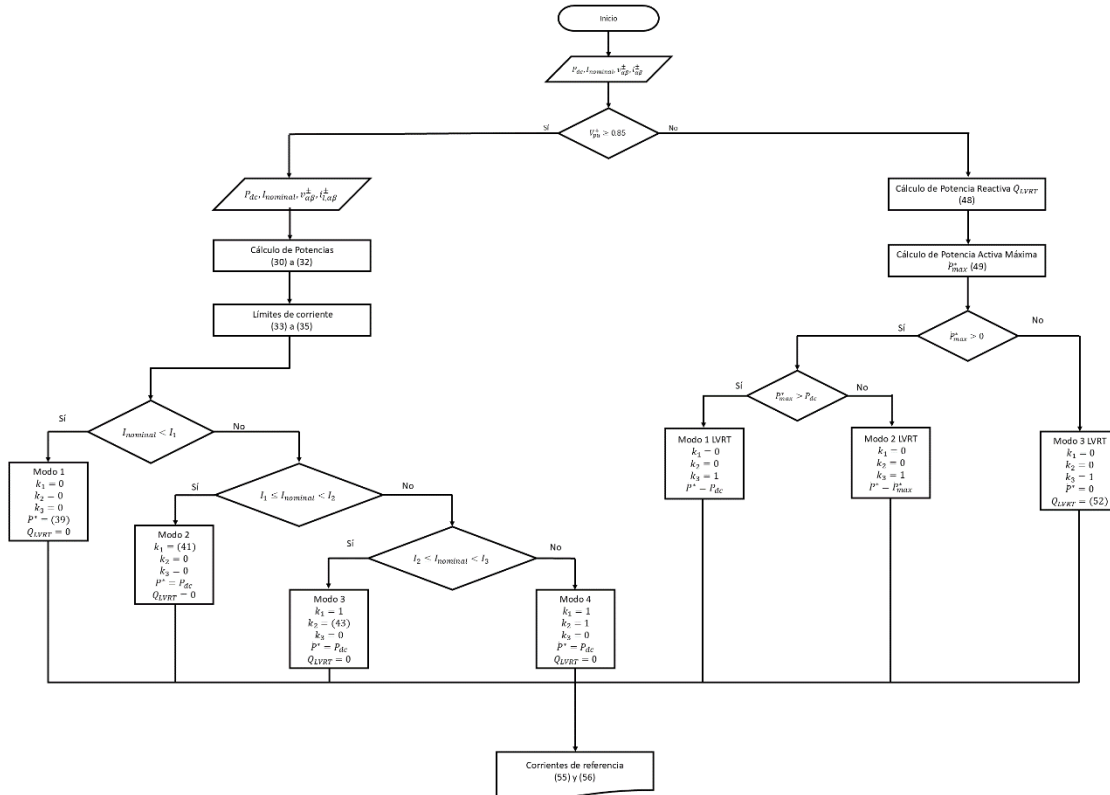
$$i_{c\beta}^* = \frac{2}{3} \left( \frac{v_{\beta}^+ - k_3 v_{\beta}^-}{V^{+2} - k_3 V^{-2}} \bar{P}^* - \frac{v_{\alpha}^+ + k_3 v_{\alpha}^-}{V^{+2} + k_3 V^{-2}} (Q_{LVRT} + k_1 \bar{Q}_l) + \frac{v_{\beta}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{p}_l - \frac{v_{\alpha}^+}{V^{+2}} k_2 \tilde{q}_l \right) \quad (56)$$

Esta estrategia busca unificar en una sola expresión las definiciones de las corrientes de referencia presentadas en las ecuaciones ( 27 ), ( 28 ) y ( 46 ), ( 47 ), las cuales permiten la inclusión de las funcionalidades de compensación de carga y la incorporación de las capacidades de LVRT, respectivamente.

Tal como se observa en las ecuaciones ( 55 ) y ( 56 ), se ha introducido un nuevo parámetro de control,  $k_3$ , el cual es empleado para indicar si el inversor opera bajo condiciones de red normales ( $k_3 = 0$  para  $V^+ \geq 0.85 p.u.$ ) o ante la ocurrencia de un hundimiento de tensión ( $k_3 = 1$  para  $V^+ < 0.85 p.u.$ ). Asimismo, para  $V^+ < 0.85 p.u.$  los parámetros  $k_1$  y  $k_2$  se igualan a cero, suspendiendo las funciones de compensación de carga para adoptar un papel activo en la mitigación del hundimiento, operando de esta manera en modo LVRT.

Teniendo en cuenta la lógica de control expuesta anteriormente, en la Figura 13 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la operación del inversor con funcionalidades de compensación de carga y capacidades de LVRT.

Figura 13. Algoritmo propuesto para la operación del inversor PV multifuncional con capacidades de LVRT y funcionalidades de compensación de carga.



## 5 RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Para verificar y evaluar el funcionamiento de las estrategias y algoritmos de control desarrollados en esta tesis doctoral, se realizaron simulaciones en la plataforma MATLAB/Simulink. A continuación, se detallan los parámetros y la configuración del sistema, las pruebas de simulación ejecutadas, y los resultados obtenidos.

### 5.1 Parámetros y configuración del sistema

El modelo empleado para la realización de las pruebas de simulación se basa en la configuración del sistema presentada en la Figura 4. Asimismo, se implementaron los algoritmos de control para cada lazo del sistema PV multifuncional según lo expuesto en los capítulos 2, 3 y 4 de esta tesis doctoral, resumido a continuación:

- i. Control del convertidor DC/DC elevador: algoritmo MPPT (técnica de P&O) y limitación de la potencia activa (APC), siguiendo el esquema de control presentado en la Figura 6.
- ii. Sincronización con la red y extracción de las componentes de secuencia de las tensiones en el PCC y las corrientes de la carga: DSOGI-FLL siguiendo el esquema presentado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
- iii. Control de la tensión del bus de DC: controlador PI.
- iv. Generación de las señales de corriente de referencia: algoritmo propuesto siguiendo el esquema presentado en la Figura 13.
- v. Control de la corriente inyectada: controlador PR siguiendo el esquema presentado en la Figura 9.

- vi. Generación de los pulsos de disparo del inversor: técnica PWM para inversores trifásicos de tres hilos.

La Tabla 2 especifica los parámetros de simulación para los diferentes componentes del sistema ilustrado en la Figura 4.

**Tabla 2. Parámetros de simulación.**

Arreglo fotovoltaico	Potencia máxima entregada bajo STC <sup>††</sup>	Corriente en el punto de máxima potencia bajo STC	Tensión en el punto de máxima potencia bajo STC
	10657 W	36.75 A	290 V
Convertidor DC/DC elevador	Bobina	Frecuencia de conmutación del transistor	
	10 mH	20 kHz	
Capacitancia del bus de DC	$C_{dc} = 6600 \mu F$		
Tensión de referencia del bus de DC	$v_{dc}^* = 560 V$		
Filtro de conexión LCL	$R_i; L_i$	$R_d; C_o$	$R_o; L_o$

<sup>††</sup> STC: condiciones de prueba estándar de 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia solar, 25°C de temperatura de las células, masa de aire de 1,5 y espectro estándar ASTM G173-03.

	$30\text{ m}\Omega$ ; $3\text{ mH}$	$2.6\ \Omega$ ; $7.6\ \mu\text{F}$	$0.5\text{ mH}$ ; $0\ \Omega$
Frecuencia de conmutación del inversor	$10\text{ kHz}$		
Carga trifásica lineal desbalanceada en conexión Y	Fase a	Fase b	Fase c
	$R_a = 2\ \Omega$ $L_a = 3\text{ mH}$	$R_b = 7\ \Omega$	$R_c = 2\ \Omega$ $L_c = 10\text{ mH}$
Impedancia del modelo equivalente de la red de distribución	$R_s = 100\ \mu\Omega$ ; ; $L_s = 160\ \mu\text{H}$		
Tensión de la fuente del modelo equivalente de la red de distribución bajo condiciones de red normales (tensión sinusoidal trifásica de secuencia positiva)	Tensión de línea RMS	Frecuencia de la red	
	$208\text{ V}$	$60\text{ Hz}$	
Controlador PI del APC (modo no-MPPT)	$k_p$	$k_i$	
	0.5	0.1	
Controlador PI tensión del bus de DC	$k_p$	$k_i$	
	0.1	37.7	
Controlador de corriente PR	$k_p$	$k_i$	
	10	4242	

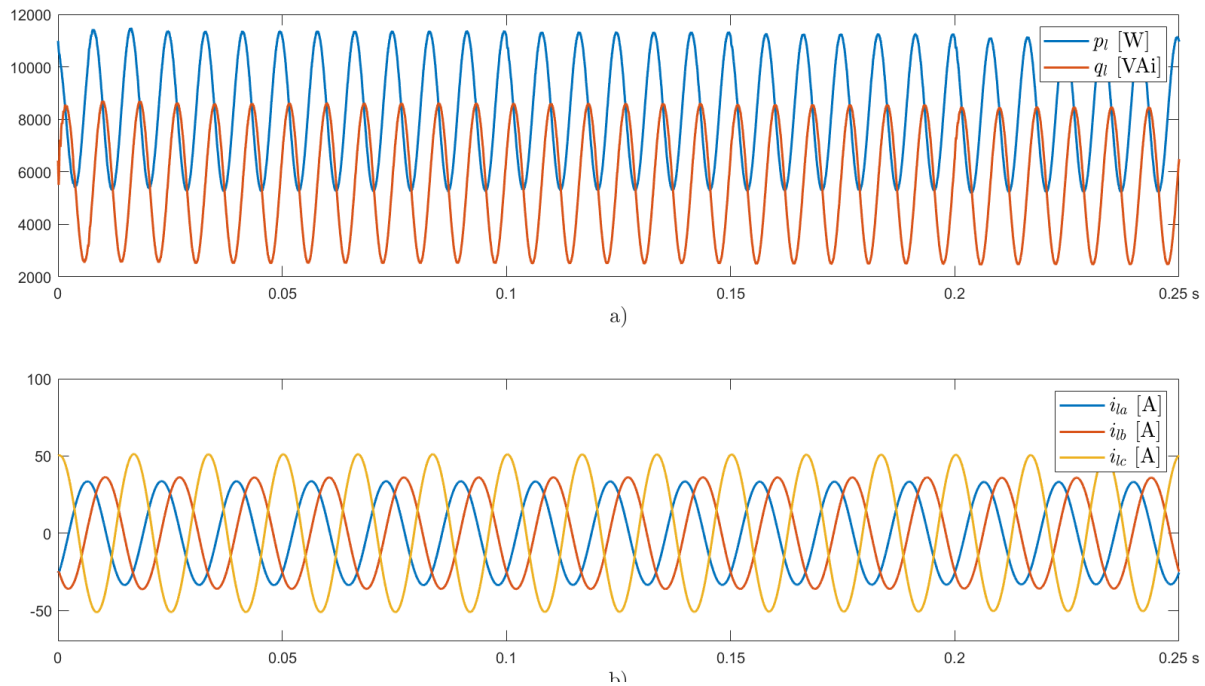
La Figura 14 exhibe las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga y las corrientes correspondientes bajo condiciones operativas normales de la red eléctrica. La carga, caracterizada por su naturaleza desbalanceada, induce en las potencias activa y reactiva

instantáneas oscilaciones a una frecuencia del doble de la frecuencia fundamental de la red. Estas oscilaciones, en condiciones operativas normales, muestran una simetría en sus amplitudes pico a pico, como se detalla en la Tabla 3. Además, la Tabla 3 contempla el valor medio tanto de la potencia activa instantánea como de la potencia reactiva instantánea, así como las amplitudes de las corrientes de la carga en cada fase.

**Tabla 3. Componentes de potencia de la carga bajo condiciones operativas normales**

$\bar{P}_l$	8178 W
$\bar{Q}_l$	5467 VAi
$ \tilde{p}_l _{pp}$	5887 W
$ \tilde{q}_l _{pp}$	5887 VAi
$ i_{la} _p,  i_{lb} _p,  i_{lc} _p$	33.2 A, 36 A, 50.5 A

**Figura 14. Potencias y corrientes en la carga. a) Potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga, b) Corrientes demandadas por la carga trifásica.**



## 5.2 Pruebas y resultados de simulación

Para la evaluación del comportamiento del sistema y la verificación del funcionamiento de los algoritmos propuestos, se realizaron dos pruebas de simulación. La primera prueba corresponde al sistema operando bajo condiciones normales de la red eléctrica, es decir, sin la ocurrencia de hundimientos de tensión; caso en el cual el inversor PV multifuncional opera incorporando las funcionalidades de compensación de carga establecidas. La segunda prueba contempla la ocurrencia de hundimientos de tensión, en donde el inversor PV multifuncional opera incorporando las capacidades de LVRT.

### 5.3 Operación bajo condiciones normales de la red

En el régimen operativo estándar o normal, es decir, sin la ocurrencia de hundimientos de tensión, el control del inversor se rige conforme a lo expuesto en las secciones 3.2 y 3.3, incorporando corrientes de referencia que consideran tanto las funcionalidades de compensación de carga, como la limitación de la corriente inyectada, a través de la inclusión de los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ .

Se contempla un escenario de simulación que busca evaluar el comportamiento del sistema para los cuatro modos de operación definidos en el algoritmo de control del inversor PV multifuncional, **modos 1, 2, 3 y 4**. Para lo anterior, se modifica el valor de la corriente nominal del inversor durante la ejecución de la simulación de la siguiente manera:

- Para  $0 \leq t < 0.1$  [s]:  $I_{nominal} = 70$  [A].
- Para  $0.1 \leq t < 0.15$  [s]:  $I_{nominal} = 50$  [A].
- Para  $0.15 \leq t < 0.2$  [s]:  $I_{nominal} = 44$  [A].
- Para  $0.2 \leq t$  [s]:  $I_{nominal} = 30$  [A].

En la Figura 15 a) se presenta la corriente nominal del inversor y las corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional a lo largo de la simulación, destacando un fenómeno transitorio al inicio que se estabiliza después de 50 ms. Asimismo, en la Figura 15 b) se muestran los parámetros de control de la estrategia  $k_1$  y  $k_2$ , y en la Figura 15 c) se ilustran las corrientes resultantes por la red de distribución. Vale la pena mencionar que durante esta prueba de simulación, el valor del parámetro de control  $k_3$  se mantuvo en cero durante todo el tiempo, teniendo en cuenta que  $V^+ \geq 0.85$  p.u., por lo que la capacidad de LVRT no es ejecutada en ningún momento. Adicionalmente, en la Figura 16 a) se muestra la potencia activa instantánea

entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ), demandada por la red de distribución ( $p_s$ ), y entregada por el arreglo fotovoltaico ( $p_{PV}$ ); y en la Figura 16 b) se ilustra la evolución de la potencia reactiva instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).

Durante el lapso de 50 ms a 100 ms, la corriente nominal se mantiene en 70 A, correspondiendo al primer escenario propuesto, en el cual el inversor opera en el **Modo 4** realizando por completo todas las funcionalidades de compensación de carga establecidas (compensación de  $\overline{Q}_L$ ,  $\widetilde{p}_L$ , y  $\widetilde{q}_L$ ) e inyectando la potencia activa total generada por el arreglo fotovoltaico. En este modo de operación los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  toman el valor de la unidad y las amplitudes de las corrientes de fase inyectadas por el inversor están por debajo del valor nominal. Tal como se observa en la Figura 15 c), las corrientes resultantes en la red de distribución son balanceadas de secuencia positiva, gracias a la ejecución de las funcionalidades de compensación de carga por parte del inversor.

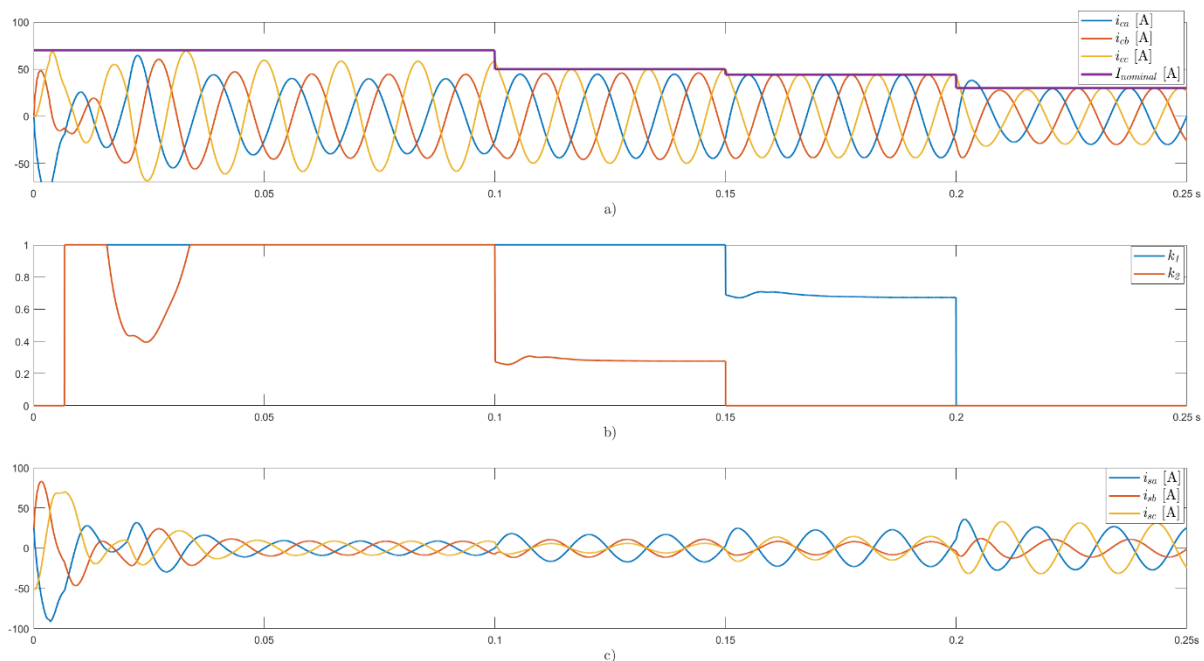
En el periodo de 100 ms a 150 ms, el inversor opera en el **Modo 3** ajustando el parámetro  $k_2$  con el fin de limitar la corriente de fase del inversor a su valor nominal, como se ilustra en la Figura 15. Esto conlleva a que se realice una compensación parcial del desbalance de carga (entrega parcial de los términos oscilantes  $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ ). El parámetro de control  $k_1$  toma el valor de la unidad por lo que se compensa la totalidad de la componente promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\overline{Q}_L$ ). Asimismo, se realiza la entrega de la potencia activa total generada por el arreglo fotovoltaico.

Entre 150 ms y 200 ms, el inversor opera en el **Modo 2** en donde los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  son ajustadas para adaptarse a las nuevas condiciones de operación. El parámetro  $k_2$  se establece en cero, por lo que no se realiza la función de compensación de desbalance de carga.

Asimismo, el parámetro  $k_1$  se ajusta para limitar la corriente de fase del inversor a su valor nominal, realizando una entrega parcial de  $\overline{Q}_L$ . Una vez más, en este escenario se realiza la entrega de la potencia activa total generada por el arreglo fotovoltaico.

Por último, en el intervalo de 200 ms a 250 ms, el inversor opera en el **Modo 1**. En este caso los dos parámetros de control toman el valor de cero, y el inversor logra gestionar solo una fracción de la potencia activa generada por las unidades PV, lo que requiere la activación del modo no-MPPT (control APC) para la limitación de la potencia generada. Asimismo, no se realiza ninguna de las funcionalidades de compensación de carga establecidas.

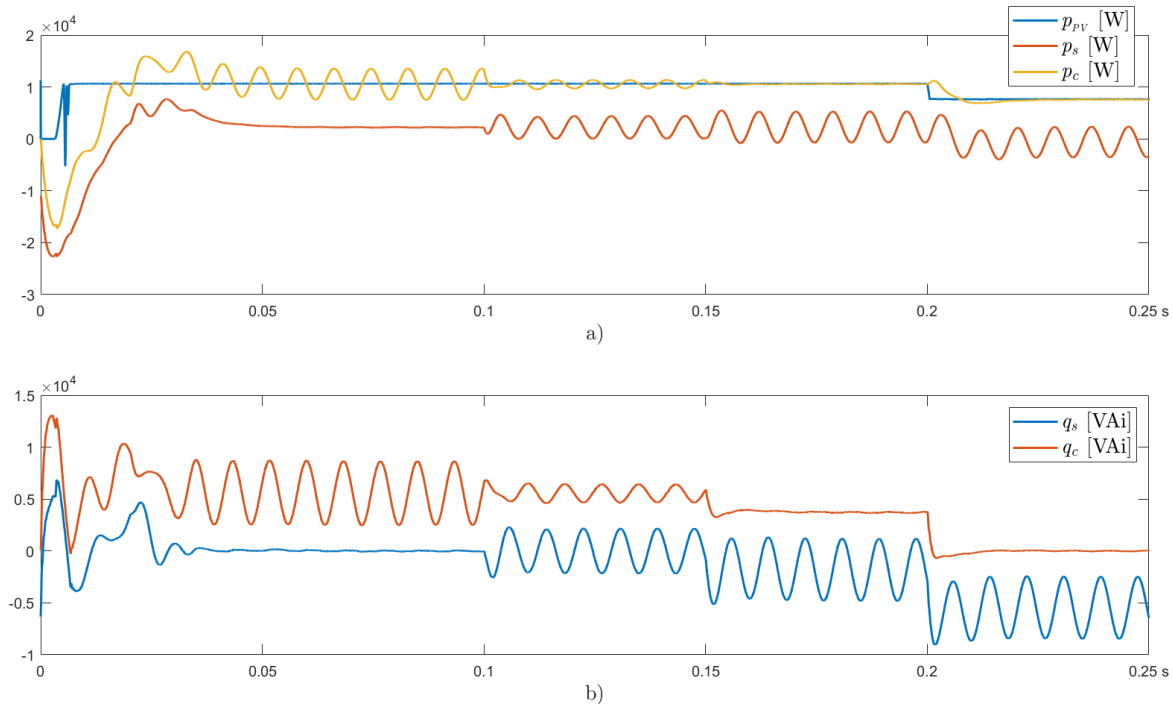
**Figura 15. a) Corriente nominal y corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional b) Parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  c) Corrientes por la red de distribución.**



Tal como se observa en la Figura 16 a), la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional presenta oscilaciones debido a las funcionalidades de compensación de desbalance de carga en el **Modo 1** de operación. En este escenario, la potencia activa instantánea demandada por la red permanece constante y sin oscilaciones, reflejando la diferencia entre la potencia inyectada por el sistema PV y la potencia activa consumida por la carga. Durante el **Modo 2** de operación, se notan oscilaciones tanto en la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional como en la demandada por la red, dado que el inversor compensa únicamente una fracción de los términos oscilantes  $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ , debido a las limitaciones impuestas por la corriente máxima del inversor. En el **Modo 3** de operación, las oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional cesan, puesto que este se limita a compensar solo una parte de la componente promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\overline{Q}_L$ ), sin abordar la compensación de los términos oscilatorios de las potencias activa y reactiva instantáneas de la carga. Finalmente, el **Modo 4** de operación se distingue por el funcionamiento en el modo no-MPPT (control APC), evidenciado por una reducción en la potencia activa entregada por el sistema PV multifuncional y el arreglo PV.

**Figura 16. Potencias activa y reactiva instantáneas del sistema. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ), demandada por la red de distribución ( $p_s$ ),**

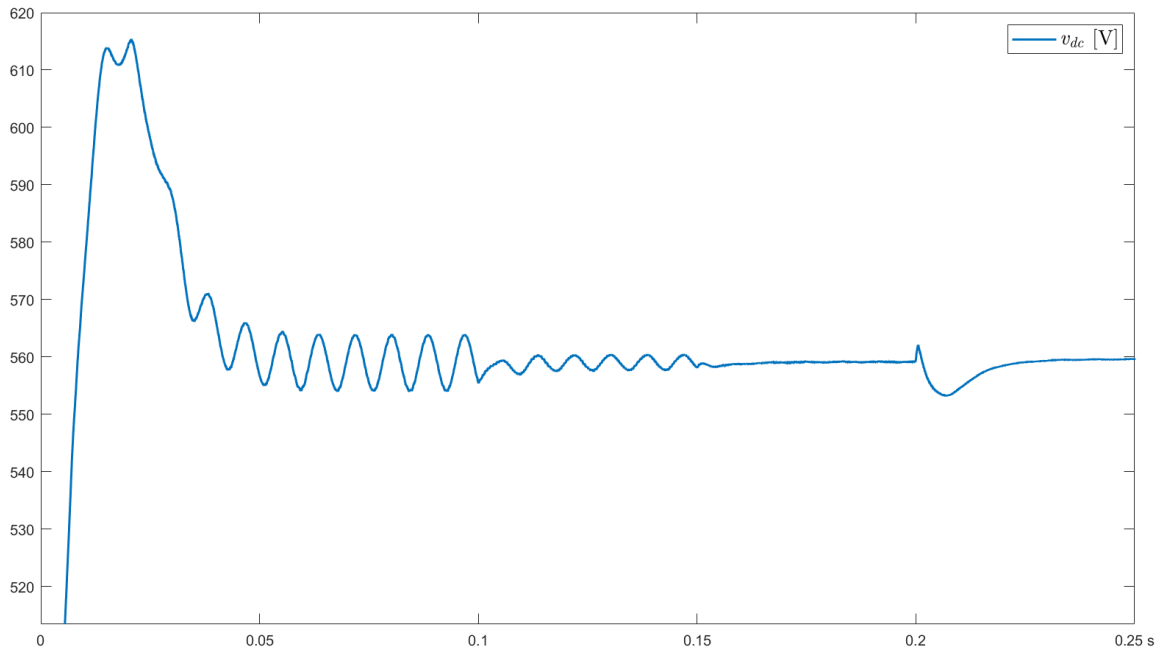
y entregada por el arreglo fotovoltaico ( $p_{PV}$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).



La Figura 16 b) ilustra la evolución de la potencia reactiva instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ) a medida que se transita entre los diferentes modos de operación del inversor, debido a las restricciones de corriente impuestas. En el **Modo 1** de operación, la potencia reactiva instantánea demandada por la red de distribución se mantiene sin oscilaciones y en un valor nulo, evidenciando que el inversor está suministrando íntegramente la potencia reactiva instantánea demandada por la carga. Con el cambio de escenario operativo (**Modos 2, 3 y 4**), la potencia reactiva instantánea demandada por la red de distribución empieza a variar, mostrando que las capacidades de compensación empiezan a limitarse y por ende, la red de distribución debe contribuir con la entrega de potencia reactiva para ayudar a suplir las necesidades de la carga.

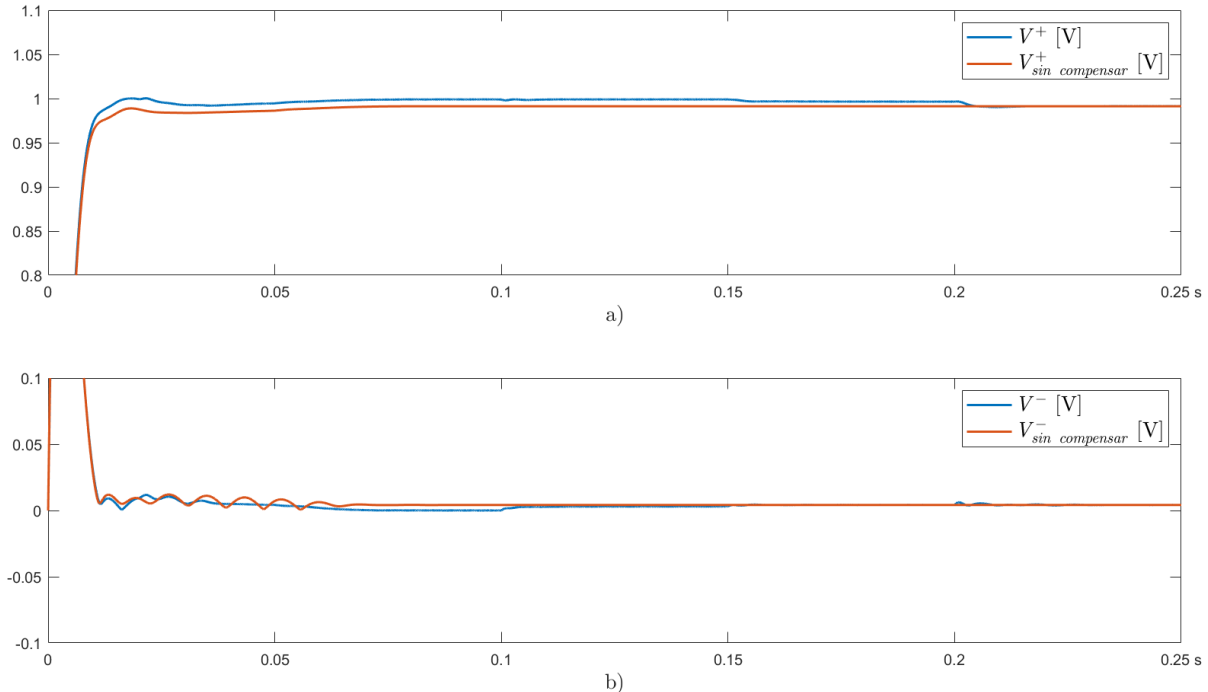
La Figura 17 exhibe el comportamiento de la tensión en el bus de DC y cómo esta se ve influenciada por los distintos modos operativos del inversor. Se destacan las oscilaciones generadas por la actuación del inversor al compensar parcial y la totalidad del desbalance de carga (**Modos 3 y 4**), teniendo en cuenta que la presencia de oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional conlleva a oscilaciones en la tensión del bus de DC del inversor. Asimismo, al iniciar el intervalo de 200 ms a 250 ms se presenta una variación en la tensión del bus de DC debida a la activación del modo no-MPPT, transitorio que ocurre mientras se estabiliza la respuesta del controlador PI empleado para limitar la potencia generada por el arreglo PV.

**Figura 17. Tensión en el bus de DC ( $V_{dc}$ )**



En la Figura 18 se realiza una comparación del valor de las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u, tanto sin la integración de las funcionalidades de compensación de carga como con su integración, bajo los escenarios propuestos. Destaca que, al incluir mayores capacidades de compensación de carga, la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC aumenta acercándose a su valor nominal, evidenciando el impacto positivo de la funcionalidad del inversor fotovoltaico en su rol como compensador de carga.

**Figura 18. Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u sin y con la funcionalidad de compensación de carga. a) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva b) Amplitudes de las componentes de secuencia negativa.**



#### 5.4 Operación ante la ocurrencia de hundimientos de tensión

En este escenario de simulación se busca evaluar el comportamiento del sistema ante la ocurrencia de hundimientos de tensión, por lo que el control del inversor se rige conforme a lo expuesto en el capítulo 4. Cuando  $V^+ < 0.85 \text{ p.u.}$  se activa la capacidad de LVRT por lo que el sistema PV multifuncional proporciona soporte a la red eléctrica para ayudar a la mitigación del hundimiento, mientras se desactivan las funcionalidades de compensación de carga.

Para lo anterior, se plantea un escenario en donde se busca verificar el funcionamiento del algoritmo propuesto en los **Modos 1, 2 y 3 LVRT** de operación. Para esto, se establece una corriente nominal del sistema de 70 A durante todo el intervalo de simulación. Asimismo, se definen los siguientes escenarios:

- Para  $0 \leq t < 0.1 \text{ [s]}$ : la red de distribución se encuentra operando en condiciones normales. Durante este intervalo se realiza la inicialización del sistema PV multifuncional, permitiendo que los dispositivos de almacenamiento de energía y los sistemas de control superen el transitorio inicial.
- Para  $0.1 \leq t < 0.15 \text{ [s]}$ : se presenta una falla simétrica que resulta en una disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.74 p.u.
- Para  $0.15 \leq t < 0.2 \text{ [s]}$ : la red de distribución se encuentra operando en condiciones normales.
- Para  $0.2 \leq t < 0.25 \text{ [s]}$ : se presenta una falla asimétrica representada por una reducción a cero de la amplitud de la tensión de la fase  $a$  de la fuente trifásica del equivalente de la red de distribución. Esto resulta en una disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.67 p.u. y un aumento de la componente de secuencia negativa de esta misma tensión a 0.33 p.u.

- Para  $0.25 \leq t < 0.3$  [s]: la red de distribución se encuentra operando en condiciones normales.
- Para  $0.3 \leq t < 0.35$  [s]: ocurre otra falla asimétrica representada por una reducción a 0.6 p.u. de la amplitud de la tensión de la fase  $a$  de la fuente trifásica del equivalente de la red de distribución, mientras que las amplitudes de las tensiones de las fases  $b$  y  $c$  disminuyen a un valor de 0.3 p.u. cada una, lo que conduce a una amplitud resultante para la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC de 0.4 p.u. y a un aumento de la componente de secuencia negativa de esta misma tensión a 0.1 p.u.
- Para  $0.35 \leq t < 0.4$  [s]: la red de distribución se encuentra operando en condiciones normales.

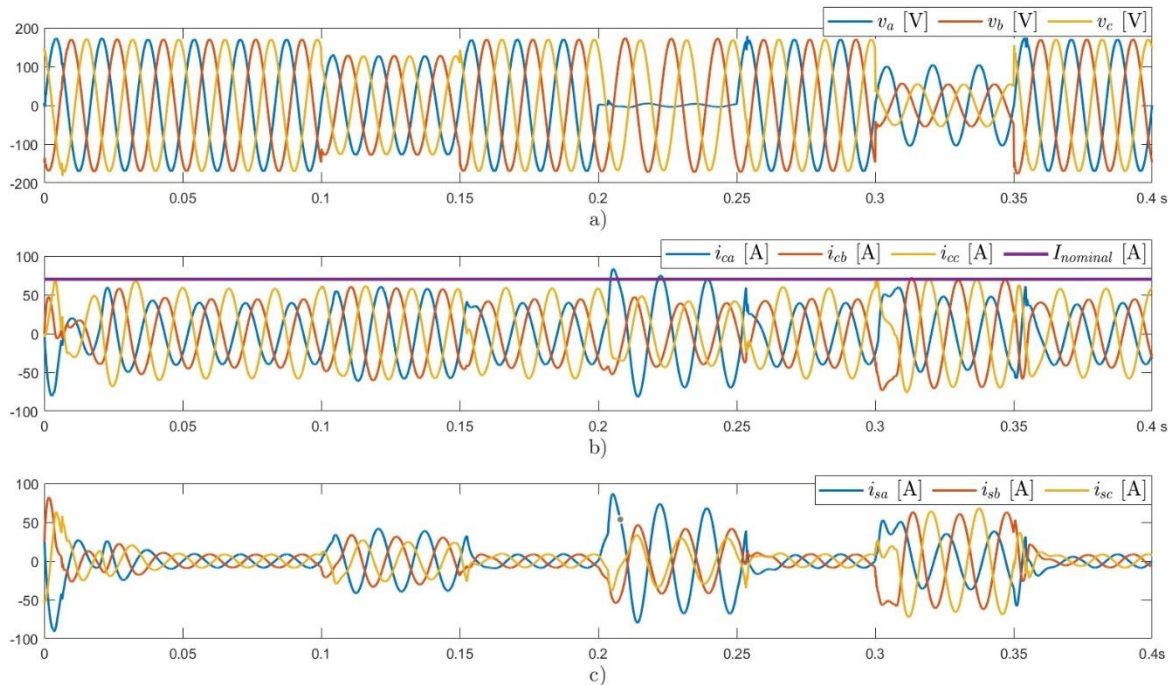
Esta dinámica exige que el inversor fotovoltaico alterne su funcionamiento entre los modos de operación normal (**Modos 1, 2, 3 o 4**) y los modos de LVRT (**Modos 1, 2 o 3 LVRT**), para abordar la ocurrencia de los hundimientos de tensión. En el contexto particular de este análisis, la función del inversor como compensador de carga se desactiva por completo, dando prioridad a su función de soporte mientras las condiciones en la red son anormales. Por lo tanto, bajo los modos LVRT el parámetro  $k_3$  se iguala a la unidad, mientras los parámetros  $k_1$  y  $k_2$  se igualan a cero.

En la Figura 19 a) se observan las tensiones de la fuente trifásica del equivalente de la red de distribución correspondientes a los escenarios descritos. Por otro lado, en la Figura 19 b) se presentan las corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional junto con la corriente nominal, demostrando la capacidad del algoritmo de control del inversor para limitar la corriente inyectada dentro de las restricciones establecidas para los diferentes modos de funcionamiento. La Figura 19 c) presenta las corrientes resultantes por la red de distribución. La Figura 20 a) muestra la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ), demandada por la

red de distribución ( $p_s$ ), y entregada por el arreglo fotovoltaico ( $p_{PV}$ ); y en la Figura 20 b) se ilustra la potencia reactiva instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ). Adicionalmente, en la Figura 21 se presentan las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u., cuando el sistema PV multifuncional opera sin y con las capacidades de compensación de carga y de LVRT.

En los intervalos de 50 ms a 100 ms, 150 ms a 200 ms, 250 ms a 300 ms y de 350 ms a 400 ms, el inversor funciona en el **Modo 4** teniendo en cuenta que la red de distribución opera bajo condiciones normales ( $V^+ \geq 0.85 \text{ p.u.}$ ). En este modo, el sistema PV cumple su función como compensador de carga, entregando la totalidad de  $\overline{Q}_L$ ,  $\widetilde{p}_L$ , y  $\widetilde{q}_L$ . Asimismo, el sistema PV inyecta la potencia activa total generada por el arreglo fotovoltaico. Tal como se observa en la Figura 19 b), las amplitudes de las corrientes de fase inyectadas por el inversor están por debajo del valor nominal, por lo que todas las funcionalidades de compensación son ejecutadas.

**Figura 19. a) Tensiones en la fuente trifásica del equivalente de la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal c) Corrientes por la red de distribución.**

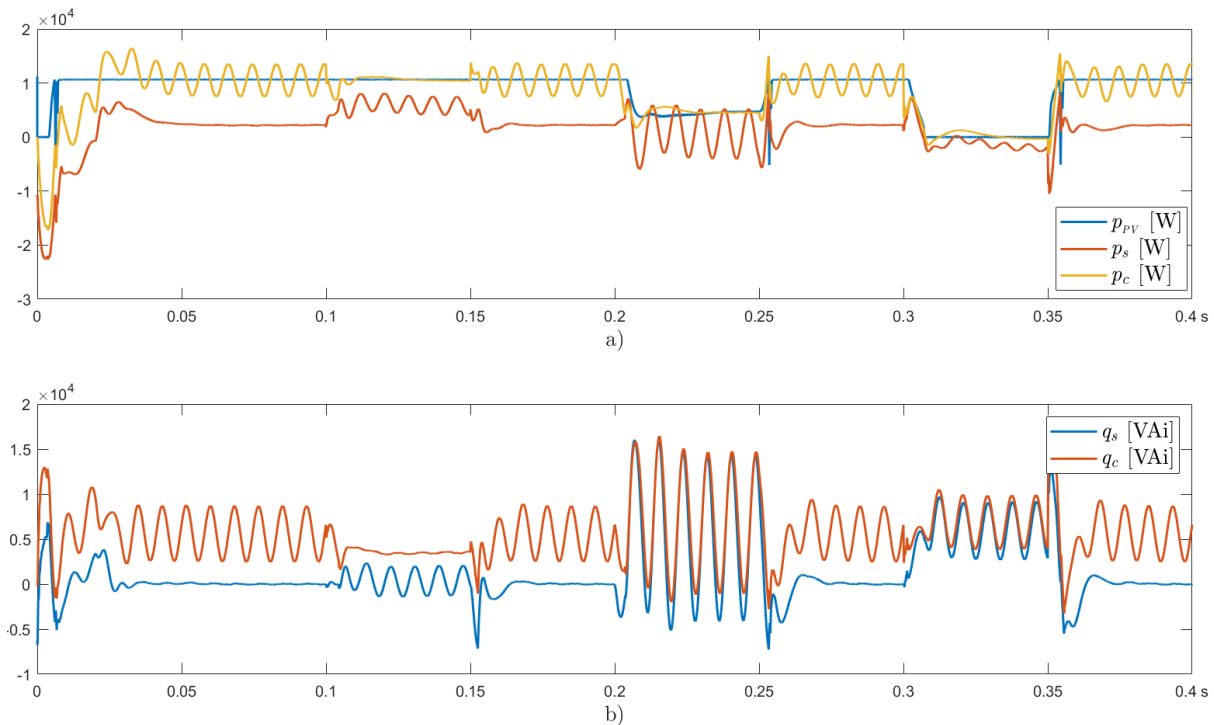


En el intervalo entre 100 ms a 150 ms, se presenta un hundimiento de tensión caracterizado por una disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.74 p.u. (ver Figura 21 a)), mientras la componente de secuencia negativa de esta misma tensión se mantiene alrededor de cero (ver Figura 21 b)). Ante este evento, el inversor cambia a operar en el **Modo 1 LVRT**, por lo que las funcionalidades de compensación de carga son desactivadas. En este caso, el sistema PV multifuncional entrega toda la potencia activa generada y, además, realiza el soporte de potencia reactiva mediante la entrega de la potencia de referencia  $Q_{LVRT}$  determinada según los requerimientos de la adaptación del código de red considerado y la estrategia establecida, tal como se observa en la Figura 20. En este intervalo, las amplitudes de las

corrientes inyectadas (ver Figura 19 b) están por debajo del valor nominal, por lo que no es necesario la reducción de las cantidades de potencia activa y reactiva a entregar. Asimismo, tal como se observa en la Figura 20 a), la estrategia de generación de las corrientes de referencia logra que la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional no presente oscilaciones.

Durante el lapso de 200 ms a 250 ms, se identifica la ocurrencia de un hundimiento de tensión caracterizado por la disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.67 p.u. (ver Figura 21 a)) y un aumento de la componente de secuencia negativa de esta misma tensión a 0.33 p.u. (ver Figura 21 b)). Teniendo en cuenta lo anterior, el inversor cambia a operar en el **Modo 2 LVRT**, suspendiendo las funcionalidades de compensación de carga. En el **Modo 2 LVRT** el sistema PV multifuncional entrega la potencia reactiva de referencia,  $Q_{LVRT}$ , conforme a lo estipulado en la adaptación del código de red considerado en esta tesis y a la estrategia establecida, y adicionalmente tiene la capacidad de inyectar potencia activa. Sin embargo, para limitar la amplitud de la corriente inyectada por la fase *a* (ver Figura 19 b) dentro de los márgenes de seguridad del inversor, se reduce la potencia activa generada por el arreglo PV (modo no-MPPT). Tal como se observa en la Figura 20 a), la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional no presenta oscilaciones gracias a la estrategia establecida para la generación de las corrientes de referencia. Sin embargo, la potencia activa instantánea demandada por la red de distribución experimenta oscilaciones debido a la presencia de la carga desbalanceada, a la suspensión de las funcionalidades de compensación de carga, y a la ocurrencia del hundimiento de tensión. Conforme a las expectativas, se presentan oscilaciones en la potencia reactiva instantánea entregada por el sistema PV multifuncional y demandada por la red de distribución.

**Figura 20. Potencias activa y reactiva instantáneas del sistema. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ), demandada por la red de distribución ( $p_s$ ), y entregada por el arreglo fotovoltaico ( $p_{PV}$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).**



Durante el intervalo de 300 ms a 350 ms, el cual se distingue por una caída severa de tensión, el inversor opera en el **Modo 3 LVRT**. En este caso, el sistema PV multifuncional cesa por completo la inyección de potencia activa, como se evidencia en la Figura 20 a), en donde la potencia generada por el arreglo fotovoltaico ha caído prácticamente a cero. Asimismo, se hace necesario limitar la potencia reactiva entregada por el sistema PV multifuncional, con el fin de mantener las amplitudes de las corrientes inyectadas por las fases *b* y *c* del inversor (ver Figura 19 b) en el valor nominal permitido. Con la estrategia de generación de las corrientes de referencia establecida, donde se opta por la entrega simultánea de corriente reactiva de secuencia positiva y

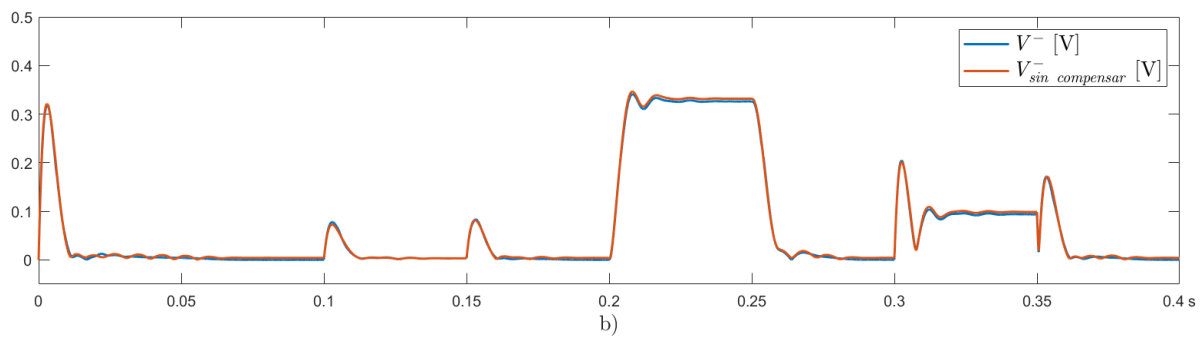
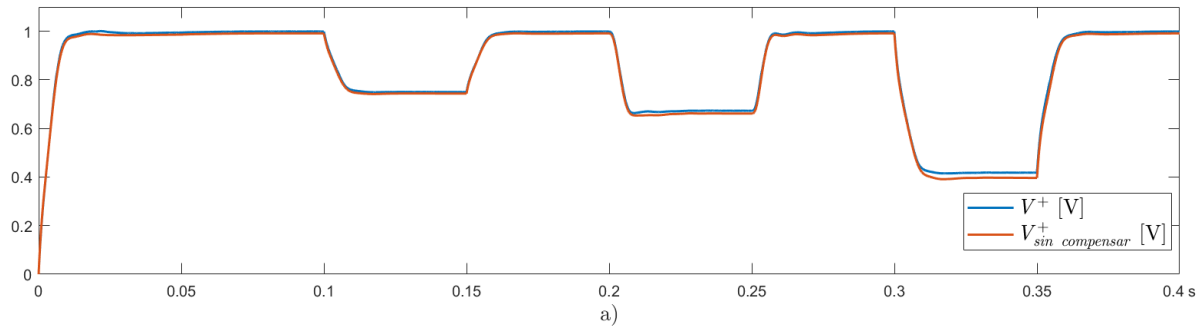
negativa, se logra atenuar las oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional. A raíz de esta caída de tensión, las oscilaciones en las potencias activa y reactiva instantáneas de la carga experimentan una reducción, aunque siguen siendo perceptibles, aunque en menor medida, en la red de distribución.

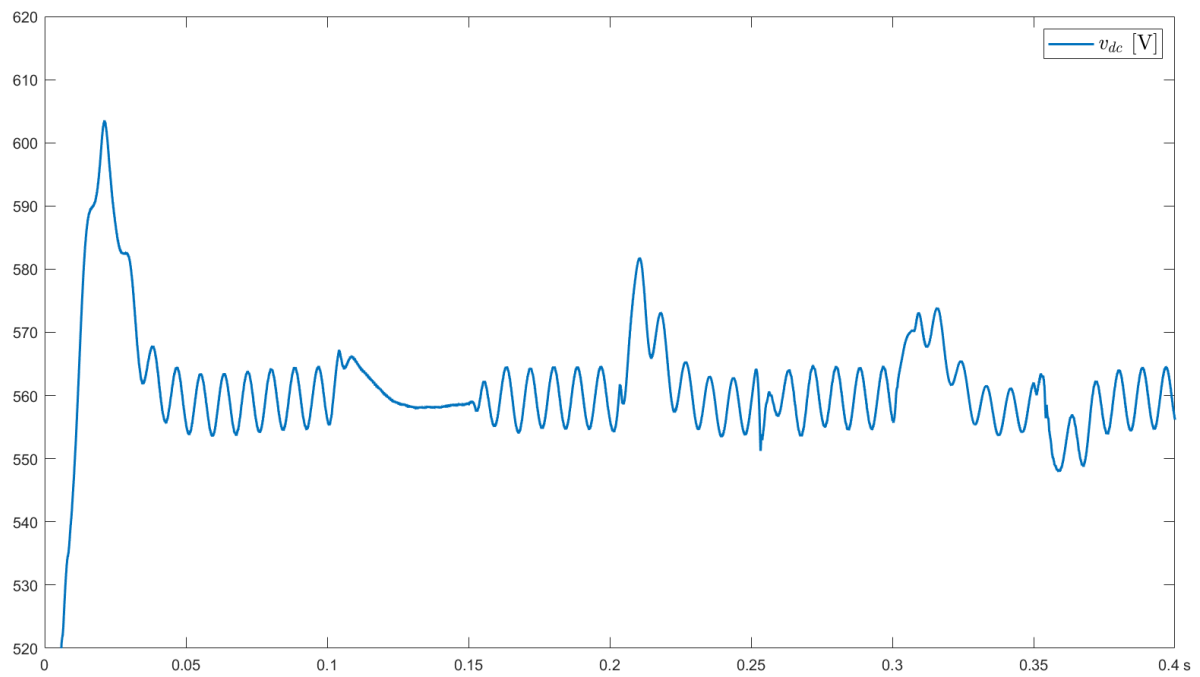
A partir de los resultados presentados en la Figura 21, se destaca que la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC incrementa su valor cuando se integran las capacidades de LVRT en el inversor, mientras que la amplitud de la componente de secuencia negativa de la tensión se reduce ligeramente.

La Figura 22 ilustra la tensión en el bus de DC del inversor durante todo el escenario de simulación. Esta tensión presenta oscilaciones en todos los intervalos de operación, cada una con diferentes causas. Durante el modo de operación normal, las oscilaciones resultan debido a la inclusión de las funcionalidades de compensación de desbalance de carga. En los escenarios en los que se suspende esta compensación y se activa la capacidad de LVRT, las oscilaciones son el resultado del impacto que tiene la carga desbalanceada en el Punto de Conexión Común (PCC) y la ocurrencia del hundimiento de tensión sobre el sistema en su conjunto, incluso cuando la potencia activa instantánea del sistema PV multifuncional no experimenta oscilaciones.

**Figura 21. Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u. sin y con las capacidades de compensación de carga y de LVRT. a) Amplitudes**

de las componentes de secuencia positiva b) Amplitudes de las componentes de secuencia negativa.

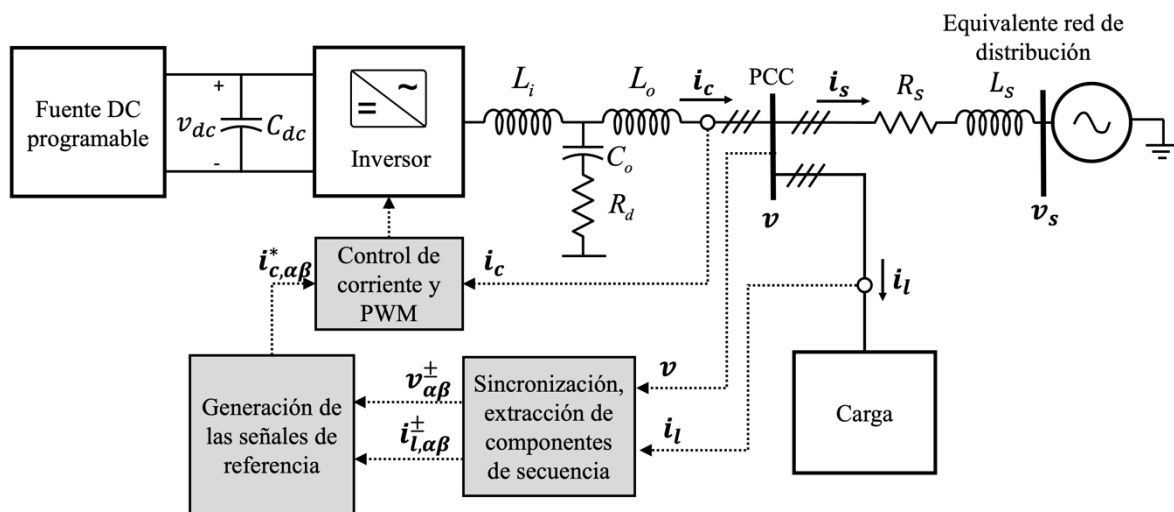


**Figura 22. Tensión en el bus de DC ( $V_{dc}$ )**

## 6 PRUEBAS EXPERIMENTALES

El desempeño de las estrategias y algoritmos de control propuestos en esta tesis doctoral se evaluó mediante pruebas experimentales en un prototipo de inversor PV multifuncional, siguiendo la configuración que se muestra en la Figura 23. En esta configuración, el arreglo fotovoltaico junto con la etapa de conversión DC/DC son sustituidos por una fuente de DC programable de referencia Itech-6012C. Esta fuente de DC fue configurada para mantener una tensión promedio fija en el bus de DC del inversor.

**Figura 23. Diagrama de bloques del prototipo experimental.**



La red de distribución fue emulada empleando una fuente de AC programable de referencia Chroma 61511 y una impedancia de línea RL. Además, se conectó una carga trifásica lineal desequilibrada en el PCC. Se utilizó el inversor trifásico en puente completo del módulo Semikron semiteach IGBT. Para el sensado de las señales de tensión, se utilizaron módulos contruidos

empleando transductores LV 25-P de LEM, junto con amplificadores operacionales de referencia OP470. De manera similar, para el sensado de corriente, se utilizaron transductores LA 25-NP de LEM, también con amplificadores OP470. Los algoritmos de control se implementaron en la placa controladora d-SPACE 1104. Las señales sensadas se adaptaron para su adquisición mediante la tarjeta dSPACE. Las señales ejecutadas en la tarjeta dSPACE fueron visualizadas en el entorno ControlDesk 5.3 y posteriormente enviadas a MATLAB R2018b para ser graficadas.

Una fotografía del prototipo experimental se muestra en la Figura 24. Los parámetros del sistema, así como los valores de los componentes y dispositivos que conforman el prototipo, se detallan en la Tabla 4.

**Figura 24. Prototipo experimental**

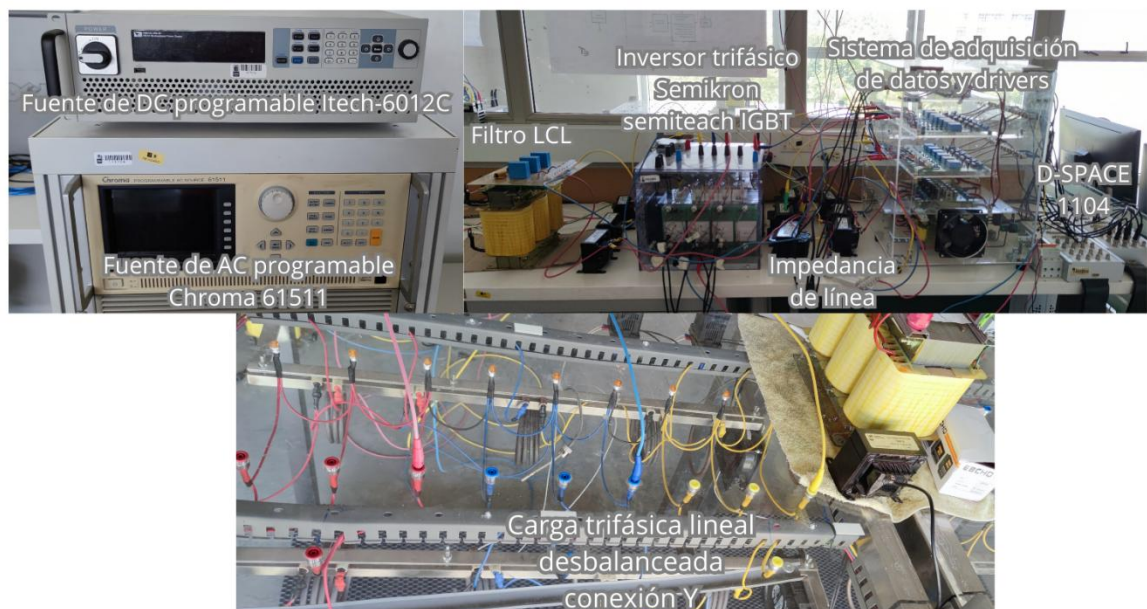


Tabla 4. Parámetros de las pruebas experimentales.

Descripción	Parámetro	Valor
Fuente de DC programable Itech-6012C	$\bar{V}_{dc}$	450 V
Filtro LCL	$L_i; L_o$	5 mH; 5 mH;
	$R_a; C_o$	5 $\Omega$ ; 4,7 $\mu F$
Impedancia de línea	$R_s; L_s$	0.52 $\Omega$ ; 2.5 mH
Fuente de AC programable Chroma 61511	$V_s$ (RMS de fase) Tensión sinusoidal trifásica de secuencia positiva bajo condiciones de red normales.	110 V
	Frecuencia fundamental	60 Hz
Inversor trifásico en puente completo Semikron semiteach IGBT	$C_{dc}$	2200 $\mu F$
	Frecuencia de conmutación	4 kHz
Carga trifásica lineal desbalanceada conexión Y.	Fase a: $R_a; L_a$	13 $\Omega$ ; 30mH
	Fase b: $R_b$	23.1 $\Omega$
	Fase c: $R_c$	13.8 $\Omega$

Tarjeta de control d-SPACE 1104	Frecuencia de ejecución del sistema de control	10 kHz
---------------------------------	--	--------

Los algoritmos de control implementados en la placa controladora d-SPACE incluyen:

- i. Sincronización con la red y extracción de las componentes de secuencia de las tensiones en el PCC y las corrientes de la carga: DSOGI-FLL siguiendo el esquema presentado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
- ii. Generación de las señales de corriente de referencia: algoritmo propuesto siguiendo el esquema presentado en la Figura 13.
- iii. Control de la corriente inyectada: controlador PR siguiendo el esquema presentado en la Figura 9.
- iv. Generación de los pulsos de disparo del inversor: técnica PWM para inversores trifásicos de tres hilos.

Para la evaluación del comportamiento del sistema y la verificación del funcionamiento de los algoritmos propuestos, se realizaron dos tipos de pruebas experimentales. El primer tipo de pruebas corresponde al sistema operando bajo condiciones normales de la red eléctrica, es decir, sin la ocurrencia de hundimientos de tensión; caso en el cual el inversor PV multifuncional opera incorporando las funcionalidades de compensación de carga establecidas. El segundo tipo de pruebas contempla la ocurrencia de hundimientos de tensión, en donde el inversor PV multifuncional opera incorporando las capacidades de LVRT.

### 6.1 Pruebas y resultados experimentales bajo condiciones normales de la red

Estas pruebas experimentales están centradas en evaluar el comportamiento del sistema en los cuatro modos de operación (**Modos 1, 2, 3 y 4**) establecidos en el algoritmo de control del inversor bajo condiciones normales de la red, es decir, sin la ocurrencia de hundimientos de tensión. Para lo anterior, se analizan los cuatro casos de estudio presentados en la Tabla 5, los cuales se diferencian por el valor de la corriente nominal del inversor. En todos los casos se considera una potencia activa  $P_{dc}$  de 600 W, la cual contempla la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas y las pérdidas de potencia del proceso de acondicionamiento de la energía. Asimismo, se consideran tensiones de red sinusoidales ideales, es decir, tensiones sinusoidales de secuencia positiva a 60 Hz.

Durante las pruebas se analizó el comportamiento del sistema en un intervalo de 200 ms, activándose el inversor a los 100 ms. En cada caso de estudio se analiza el ajuste dinámico de los dos parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  según el modo de operación y el esquema de prioridades establecido. El valor del parámetro de control  $k_3$  se mantiene en cero durante todo el tiempo para los cuatro casos considerados, teniendo en cuenta que  $V^+ \geq 0.85 p. u.$ , por lo que la capacidad de LVRT no es ejecutada en ningún momento.

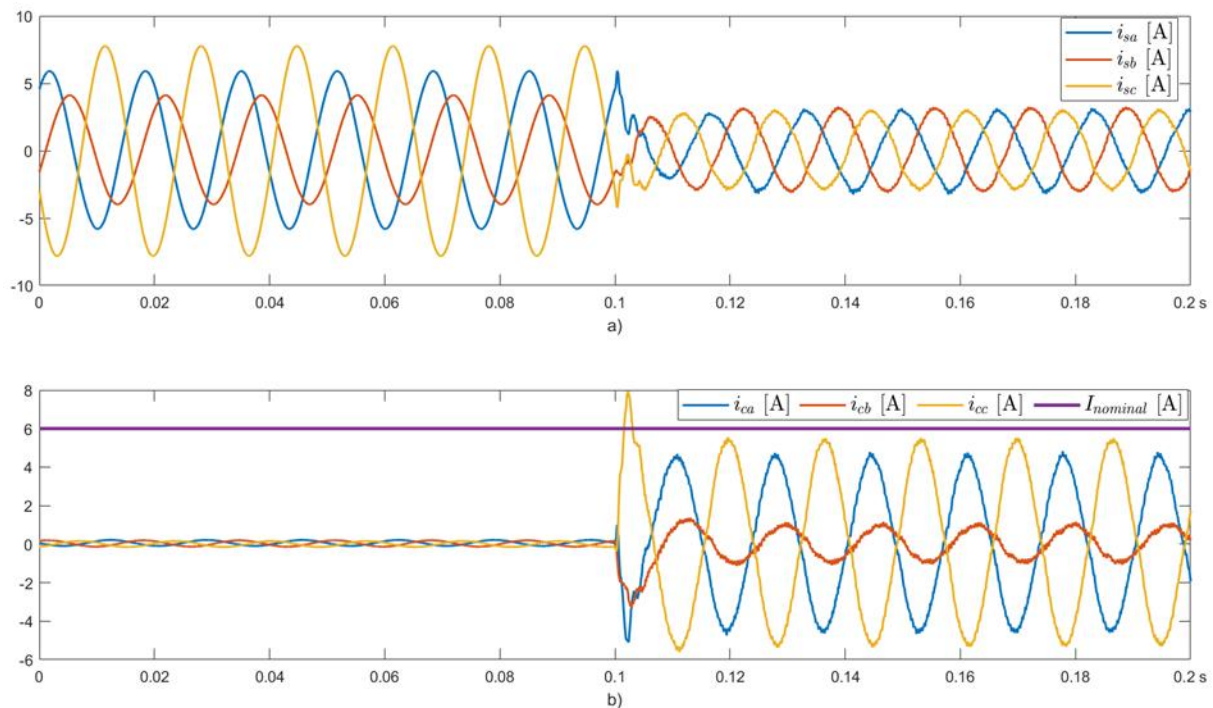
**Tabla 5. Casos de estudio**

Caso	$I_{nominal}$ [A]	$P_{dc}$ [W]
1	6	600
2	4	600
3	2.8	600
4	2	600

## i. Caso 1

La Figura 25 presenta las corrientes resultantes por la red de distribución, las corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y la corriente nominal del inversor. La Figura 26 ilustra las potencias activa y reactiva instantáneas entregadas por el sistema PV multifuncional y demandadas por la red de distribución. La Figura 27 presenta los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ , mientras la Figura 28 muestra las tensiones en el PCC y las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.

**Figura 25. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.**



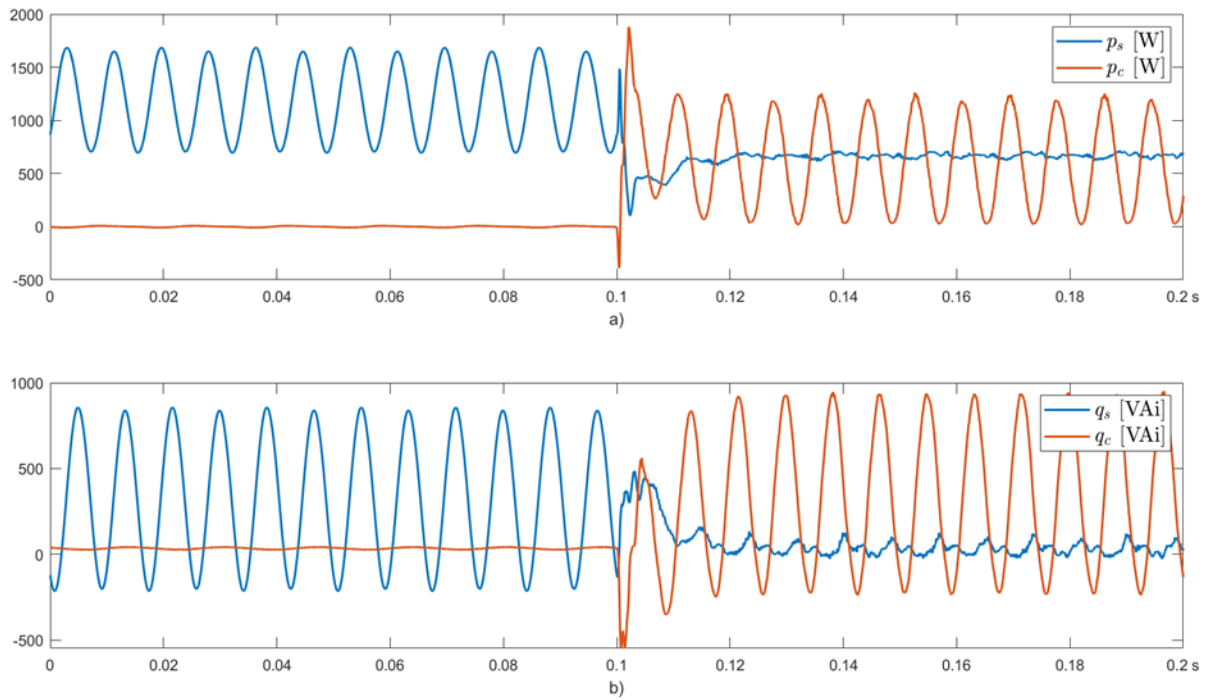
Antes de activarse el sistema PV multifuncional ( $t < 100 \text{ ms}$ ), las corrientes de la carga presentan un comportamiento desbalanceado y fluyen completamente por la red de distribución,

tal como se observa en la Figura 25. Asimismo, la carga desbalanceada produce componentes oscilantes en las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la red de distribución, como se muestra en la Figura 26. Estas potencias presentan una oscilación al doble de la frecuencia fundamental de la red, debidas a la interacción entre la componente de secuencia negativa de la corriente de la carga y la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC. Además, la potencia reactiva instantánea demandada por la carga contiene un componente promedio debido al elemento inductivo conectado en la fase *a*. Este comportamiento antes de activar el inversor ( $t < 100 \text{ ms}$ ) es el mismo para los cuatro casos de estudio.

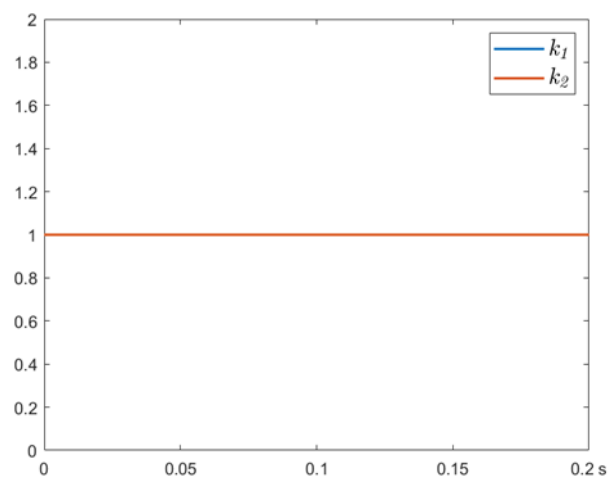
Después de la activación del sistema PV multifuncional ( $t \geq 100 \text{ ms}$ ), el inversor funciona en el **Modo 4** de operación, por lo que los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  toman el valor de la unidad (ver Figura 27). En este modo de operación, el inversor entrega la potencia activa promedio total (600 W) y compensa tanto la componente promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\overline{Q_L}$ ) como las partes oscilantes totales de las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga ( $\widetilde{p_L}$  y  $\widetilde{q_L}$ ), como se ve en la Figura 26. En este caso, el inversor fotovoltaico realiza todas las funcionalidades de compensación.

Como se observa en la Figura 25, las corrientes resultantes por la red de distribución son señales de secuencia positiva balanceadas con el valor RMS mínimo requerido para satisfacer la potencia activa demandada por la carga. El inversor PV multifuncional compensa el factor de potencia y el desbalance de carga, lo que resulta en una mejor calidad de la energía en la red. Para lograr lo anterior, el sistema PV multifuncional inyecta corrientes desbalanceadas, que son necesarias para realizar las funciones de compensación. Las amplitudes de las corrientes inyectadas son inferiores a la corriente nominal del inversor (6 [A]) para las tres fases.

**Figura 26. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $p_s$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).**

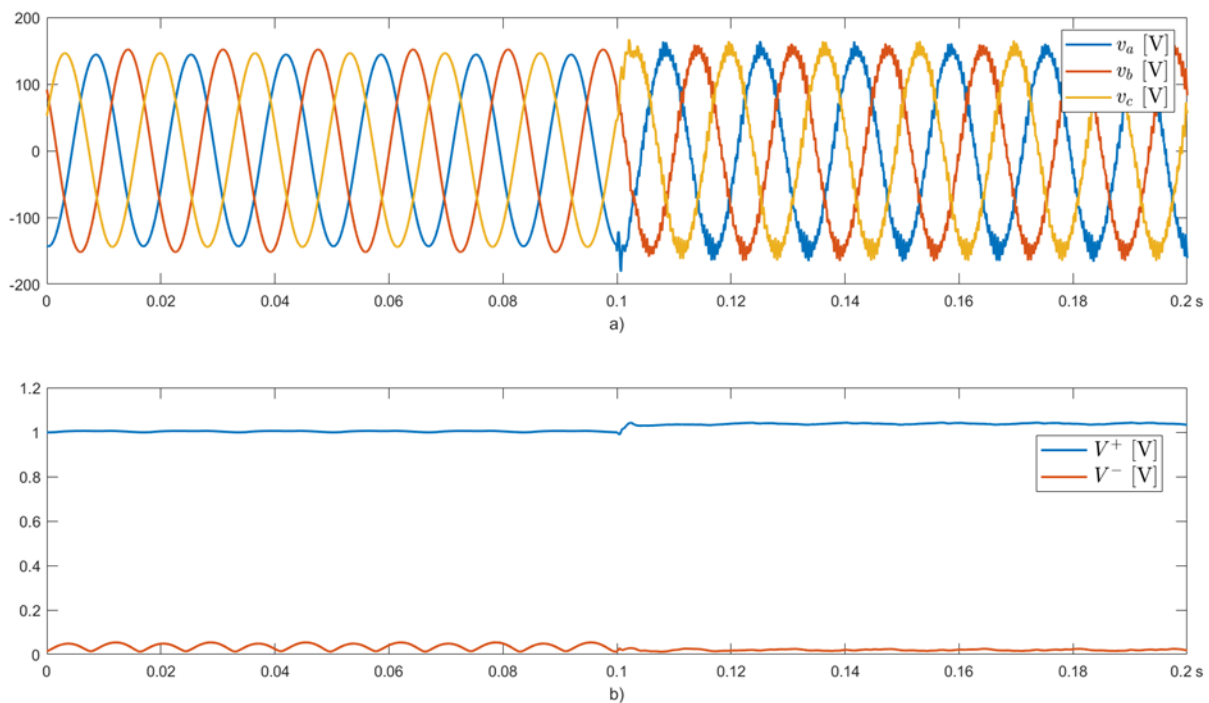


**Figura 27. Parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ .**



Una vez activado el inversor, las amplitudes de las tensiones en el PCC muestran un pequeño incremento, como se ilustra en la Figura 28. La amplitud de la componente de secuencia negativa de la tensión en el PCC disminuye casi a cero, ya que la componente de secuencia negativa de la corriente de carga se mitiga en la red. Asimismo, hay un aumento de la componente de secuencia positiva de la tensión del PCC debido a la inyección de potencia activa y reactiva por parte del sistema PV multifuncional.

**Figura 28. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.**



## ii. Caso 2

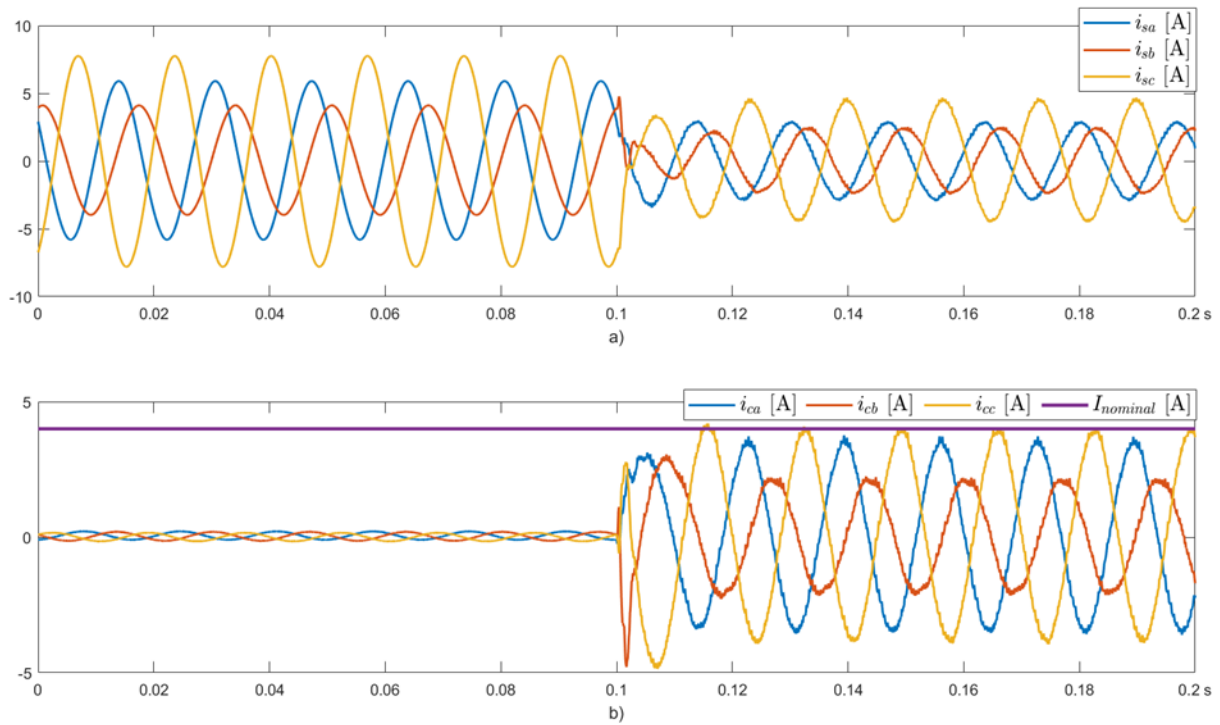
Los resultados para este caso de estudio se presentan entre la Figura 29 y la Figura 32. Después de la activación del sistema fotovoltaico multifuncional ( $t \geq 100 \text{ ms}$ ), el inversor

funciona en el **Modo 3** de operación. El sistema PV entrega la potencia activa promedio total (600 W), la componente promedio total de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga ( $\overline{Q}_L$ ) y una porción de las partes oscilantes de las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga ( $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ ), como se puede observar en la Figura 30. La Figura 31 muestra que el parámetro de control  $k_1$  toma el valor de la unidad, mientras que  $k_2$  se adapta dinámicamente para limitar la funcionalidad de compensación de desbalance de carga, lo que garantiza que las corrientes inyectadas (ver Figura 29) no superen el valor nominal (4 [A]).

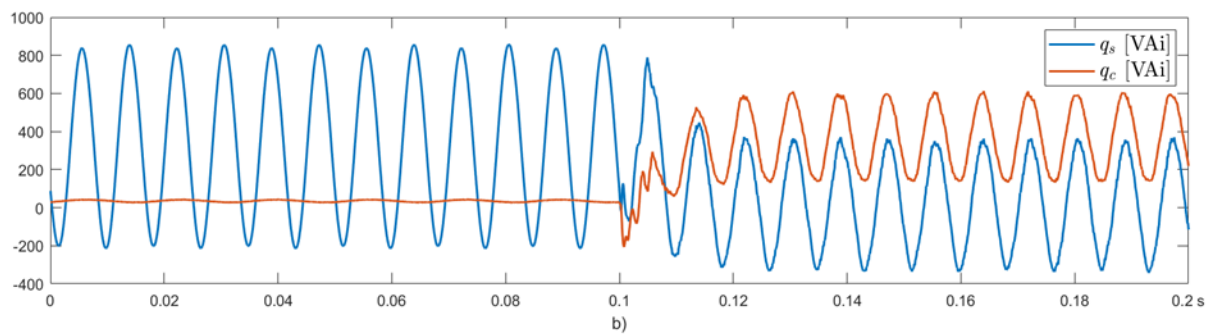
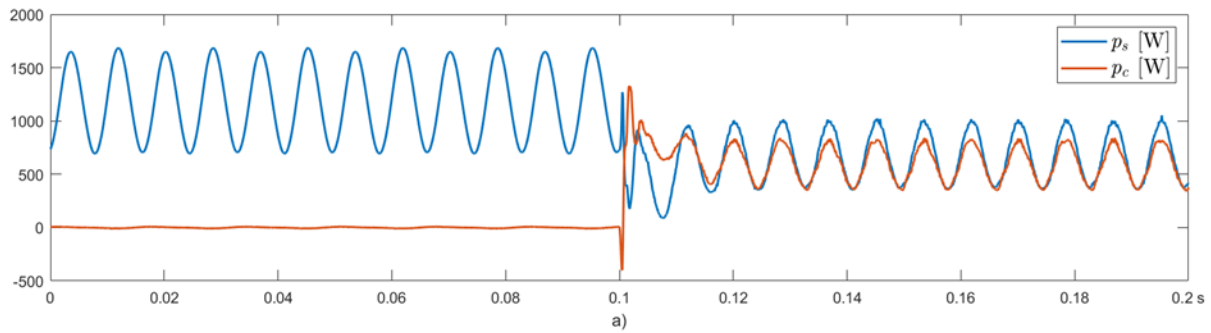
Las corrientes resultantes por la red de distribución aumentan en amplitud en comparación con el caso 1, como se ve en la ver Figura 29. Además, estas corrientes están desbalanceadas teniendo en cuenta que el inversor no realiza por completo la funcionalidad de compensación de desbalance de carga, sino se hace una compensación parcial. El sistema PV inyecta parte de la componente de secuencia negativa de la corriente de carga, por lo que las corrientes inyectadas resultantes también están desbalanceadas.

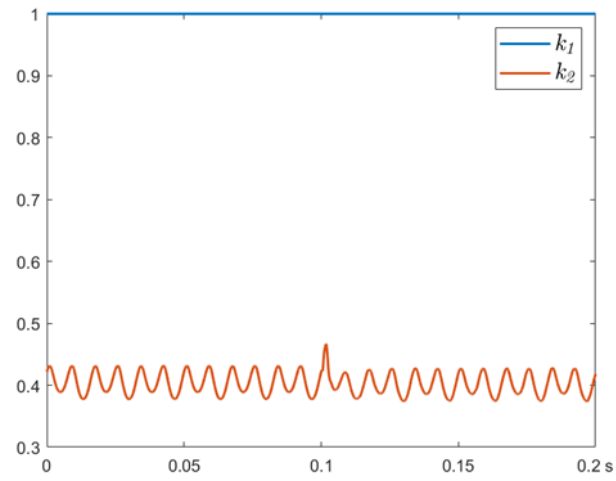
Como se muestra en la Figura 32, la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC muestra un comportamiento similar al del caso anterior, presentando un aumento debido principalmente a la inyección de potencia activa por parte del sistema PV multifuncional. Sin embargo, la amplitud de la componente de secuencia negativa de la tensión presenta un comportamiento similar al observado cuando el inversor no está activo. Esto resalta la relevancia del sistema al poder compensar en su totalidad el desbalance de carga (caso 1), incluyendo la entrega de las componentes oscilantes de las potencias activa y reactiva instantáneas de la carga.

**Figura 29. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.**

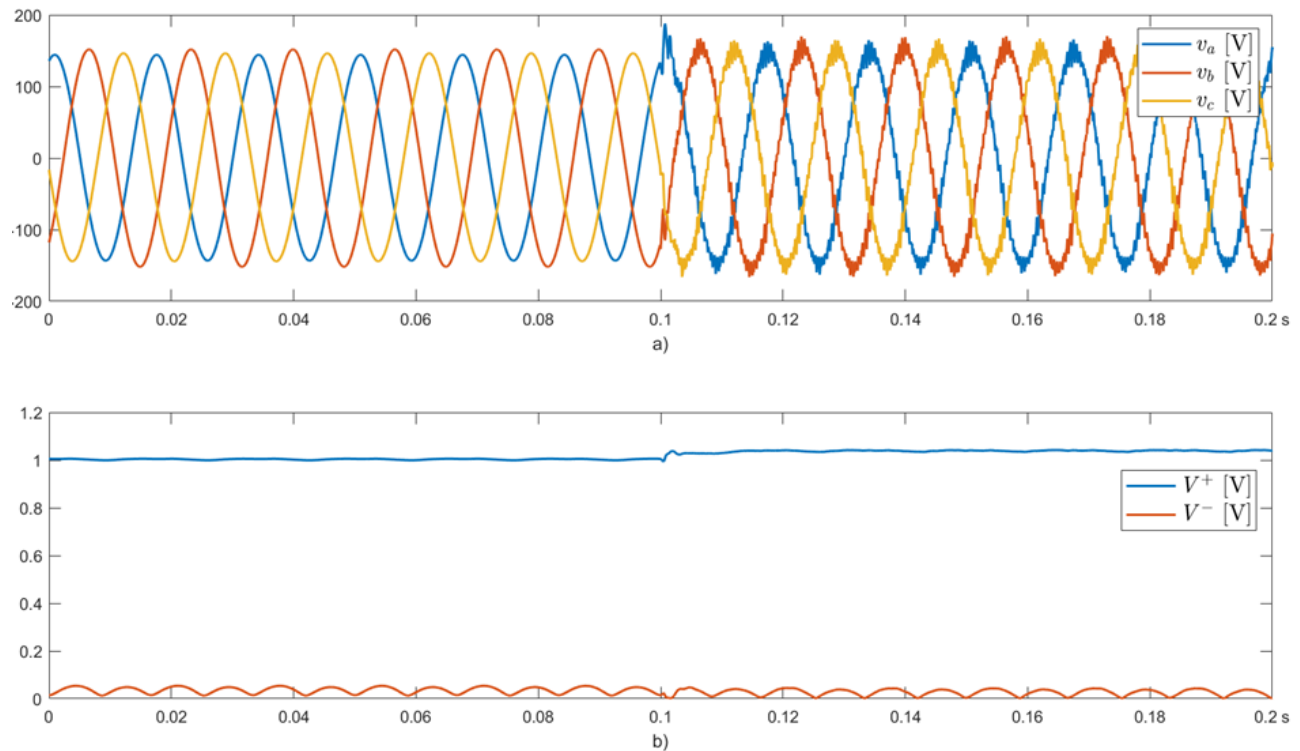


**Figura 30. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $p_s$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).**



**Figura 31. Parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ .**

**Figura 32. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.**

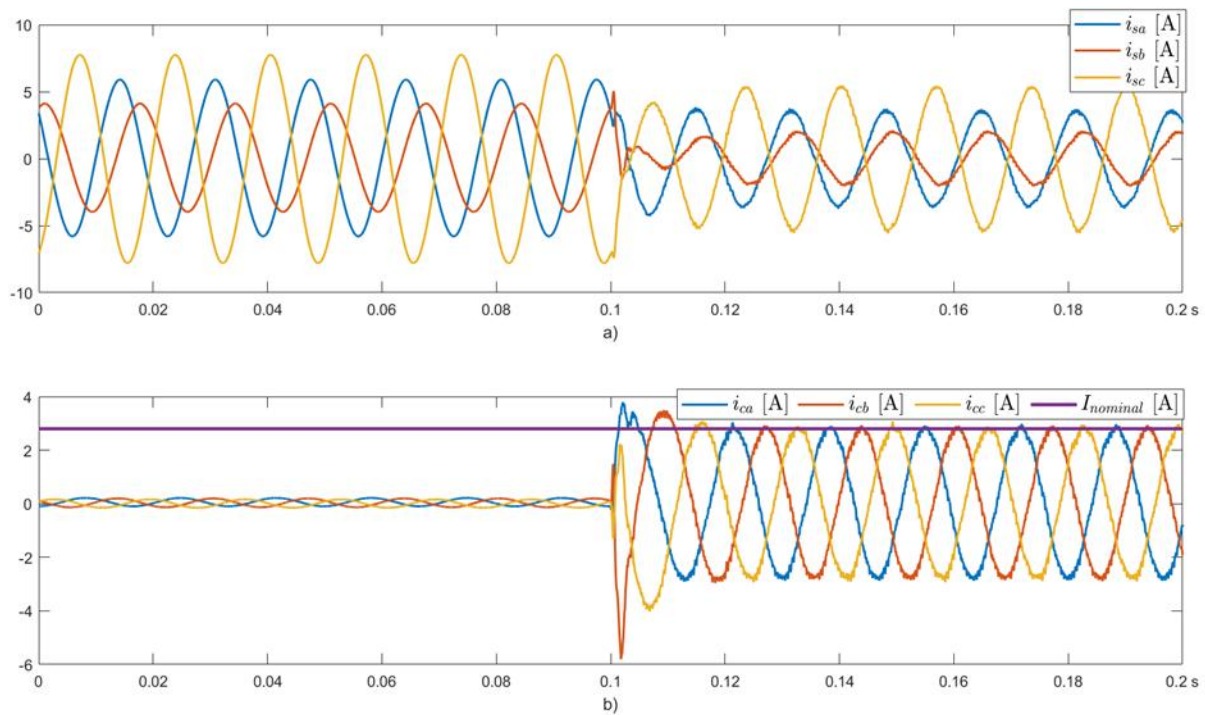


### iii. Caso 3

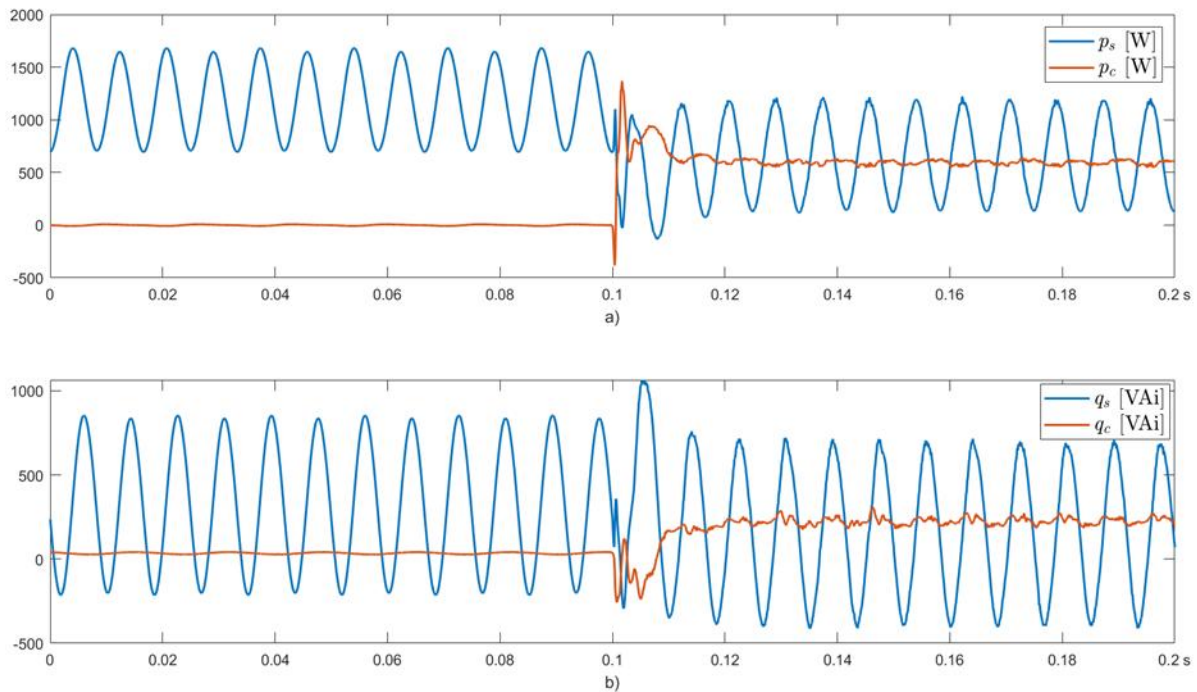
Los resultados para este caso de estudio se presentan entre la Figura 33 y la Figura 36. Después de  $t \geq 100 \text{ ms}$ , el inversor funciona en el **Modo 2** de operación. El parámetro de control  $k_2$  toma un valor de cero, como se ilustra en la Figura 35, por lo que no se realiza la función de compensación de desbalance de carga. En este caso, el inversor entrega la potencia activa promedio total (600W), así como una parte de la componente promedio de la potencia reactiva instantánea demandada por la carga, como se ve en la Figura 34. El parámetro de control  $k_1$  se adapta dinámicamente para garantizar que las corrientes inyectadas (ver Figura 33) no superen la corriente

nominal del inversor (2.8 [A]), limitando a su vez la capacidad de inyección de potencia reactiva del inversor.

**Figura 33. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.**



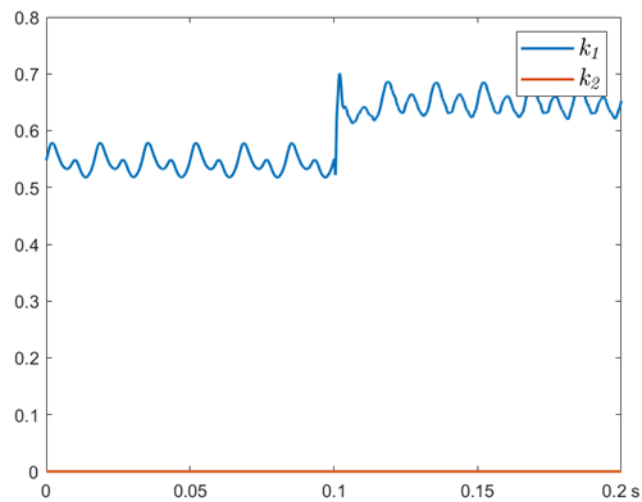
**Figura 34. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $p_s$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).**



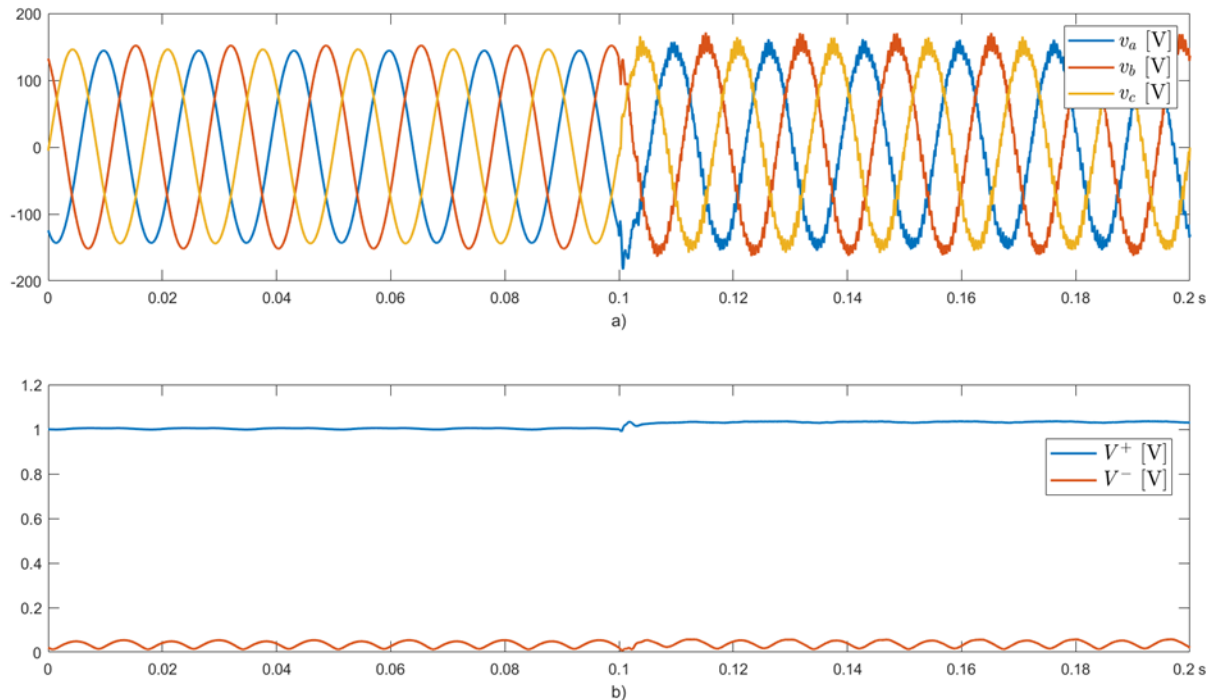
El sistema PV multifuncional inyecta corrientes de secuencia positiva balanceadas, como se muestra en la Figura 33, con una amplitud limitada por la capacidad nominal del inversor. Por su parte, las corrientes resultantes por la red de distribución permanecen desbalanceadas, ya que el inversor no realiza funciones de compensación del desbalance de carga. Se observa que las corrientes de la red aumentan en amplitud en comparación con los casos 1 y 2, dado que se reducen las capacidades de compensación del sistema PV. La red continúa suministrando una parte parcial de  $\overline{Q}_L$ , así como las partes oscilantes totales de las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga ( $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ ), como se ve en la Figura 34. En este caso, el inversor PV multifuncional no mejora el desbalance de corriente en la red de distribución.

La Figura 36, que corresponde a las tensiones en el PCC, no presenta un cambio significativo respecto al caso anterior. Se sigue evidenciando el aumento de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión, mientras que la componente de secuencia negativa permanece prácticamente igual antes y después de activar el inversor.

**Figura 35. Parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$ .**



**Figura 36. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.**

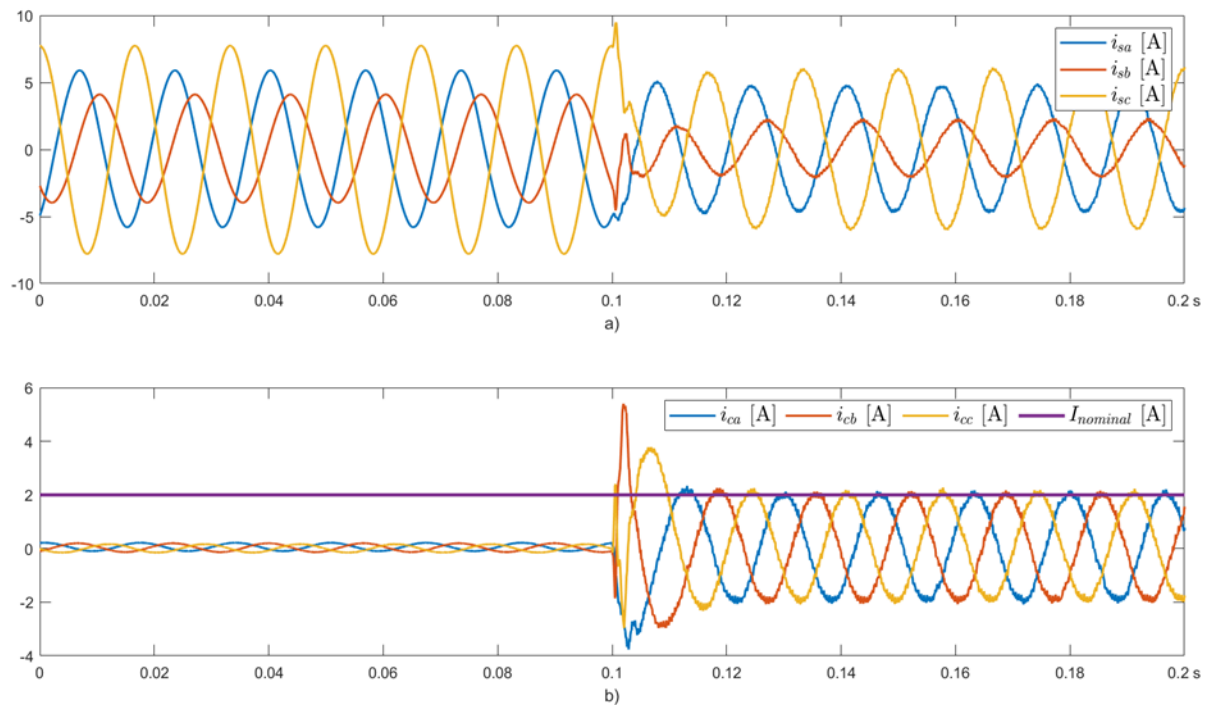


#### iv. Caso 4

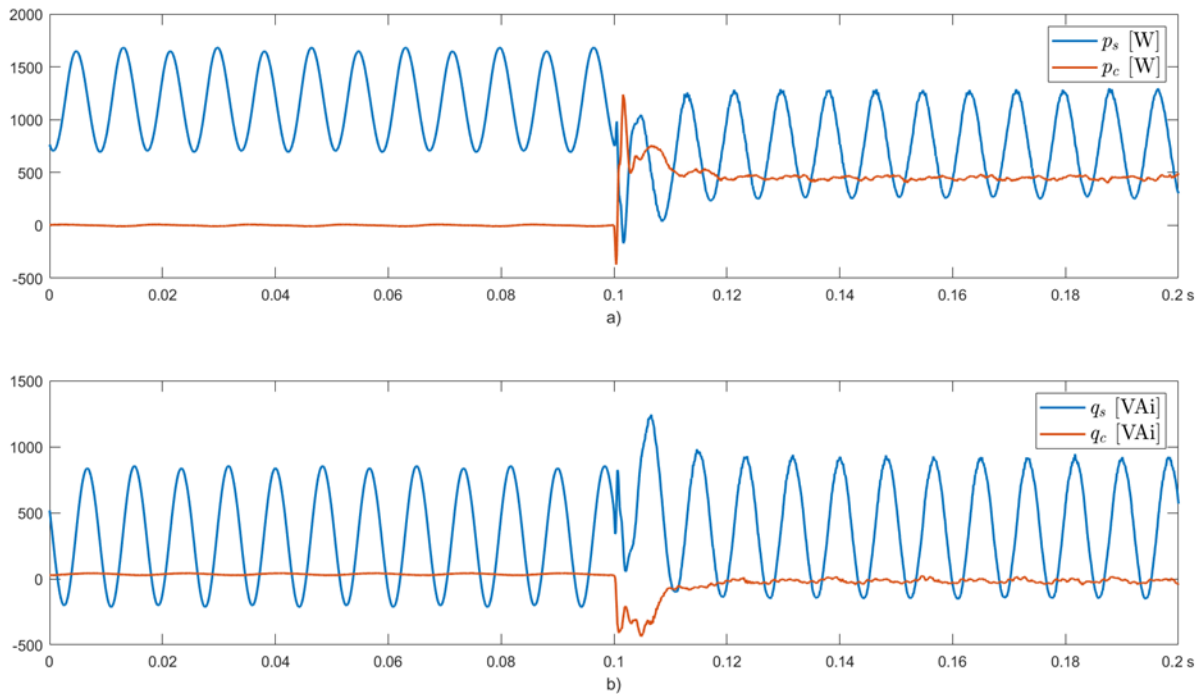
Los resultados para el caso de estudio 4 se presentan entre la Figura 37 y la Figura 39. Después de activado el inversor ( $t \geq 100 \text{ ms}$ ), este funciona en el **Modo 1** de operación. Los parámetros de control  $k_1$  y  $k_2$  se establecen en cero, por lo que el sistema PV multifuncional solo inyecta potencia activa promedio a la red, desactivando por completo las funcionalidades de compensación de carga. Sin embargo, el inversor no puede gestionar la potencia activa total generada, porque las corrientes inyectadas superarían la corriente nominal del inversor (2 [A]). Para solucionar este problema, el algoritmo de control reduce la potencia activa promedio de referencia, lo que garantiza que las corrientes inyectadas permanezcan dentro del límite máximo

que el inversor puede soportar, como se ve en la Figura 37. Esta reducción en la potencia activa entregada requeriría que el arreglo PV funcionen en un modo no-MPPT utilizando el control APC.

**Figura 37. a) Corrientes de línea por la red de distribución b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.**



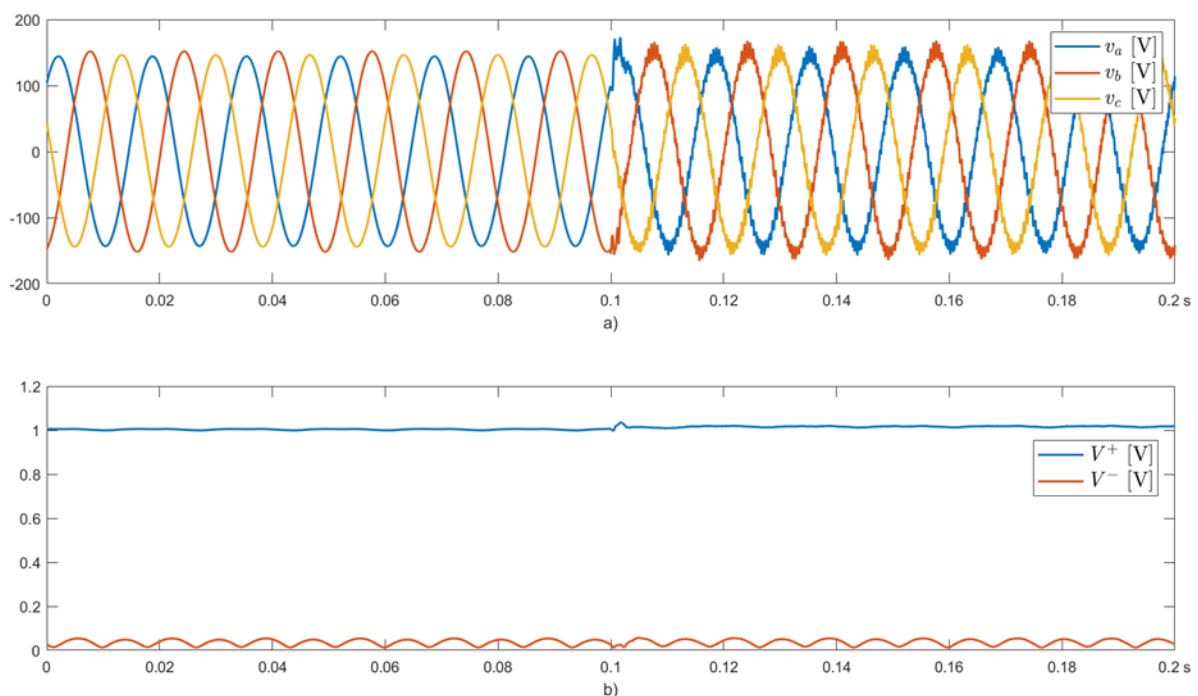
**Figura 38. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $p_s$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).**



Las corrientes de la red disminuyen en amplitud después de  $t \geq 100$  ms, a medida que el sistema fotovoltaico suministra una parte de la potencia activa promedio consumida por la carga. Sin embargo, no se realizan funciones de compensación en este modo, por lo que las corrientes de la red permanecen desbalanceadas. La red continúa suministrando la totalidad de  $\overline{Q}_L$ , así como las partes oscilantes totales de las potencias activa y reactiva instantáneas demandadas por la carga ( $\widetilde{p}_L$  y  $\widetilde{q}_L$ ), como se ve en la Figura 38. En este caso, el inversor PV multifuncional no mejora la calidad de la energía en la red de distribución.

El sistema PV inyecta corrientes balanceadas de secuencia positiva, con una amplitud máxima limitada por la capacidad del inversor (ver Figura 37). Además, las tensiones en el PCC muestran un ligero aumento debido a la inyección de potencia activa por parte del sistema PV, como se muestra en la Figura 39. Este incremento es menor al presenciado en los casos anteriores.

**Figura 39. a) Tensiones en el PCC b) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u.**



## 6.2 Pruebas y resultados experimentales ante la ocurrencia de hundimientos de tensión

En estas pruebas experimentales se buscar evaluar el comportamiento del sistema ante la ocurrencia de hundimientos de tensión. Para esto, se definen los siguientes escenarios operativos:

- Para  $0 \leq t < 0.1$  [s]: la red de distribución se encuentra operando en condiciones normales. Durante este intervalo se realiza la inicialización del sistema PV multifuncional, permitiendo que los dispositivos de almacenamiento de energía y los sistemas de control superen el transitorio inicial.
- Para  $0.1 \leq t < 0.25$  [s]: se presenta un hundimiento de tensión representado por una disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.75 p.u. y un aumento de la componente de secuencia negativa de esta misma tensión a alrededor de los 0.28 p.u.
- Para  $0.25 \leq t < 0.4$  [s]: la red de distribución vuelve a operar en condiciones normales.
- Para  $0.4 \leq t < 0.55$  [s]: se presenta un hundimiento de tensión severo representado por una disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.25 p.u.
- Para  $0.55 \leq t < 0.6$  [s]: la red de distribución vuelve a operar en condiciones normales.

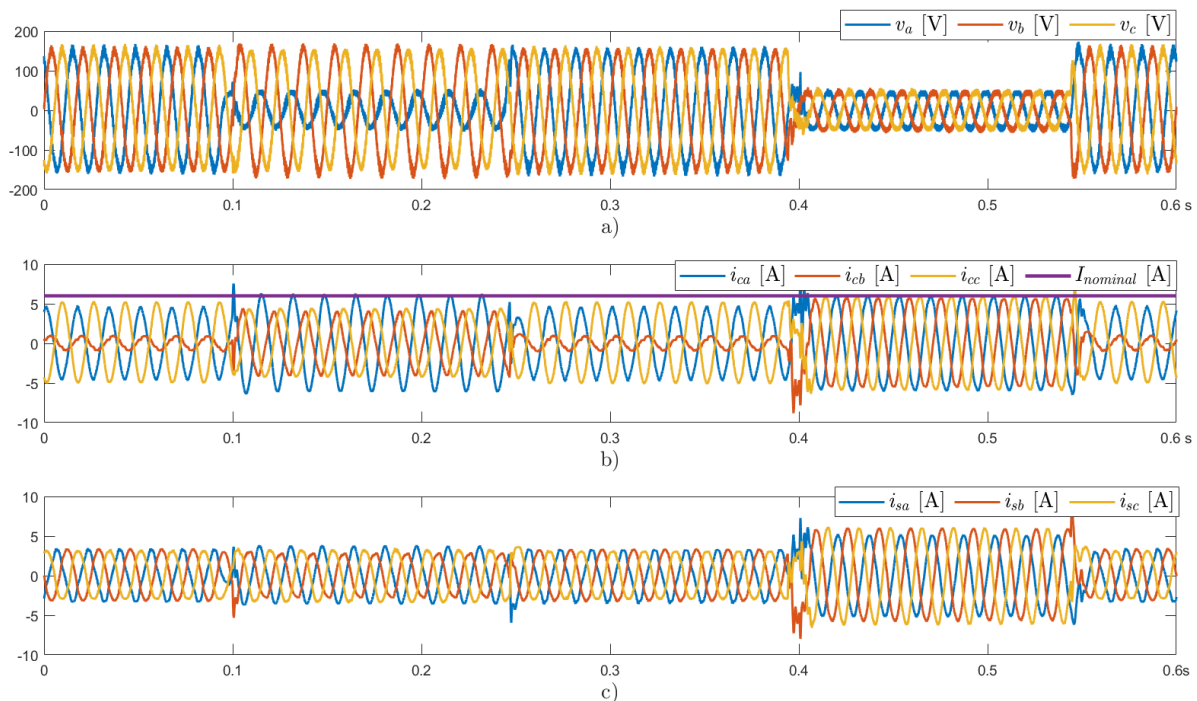
Se establece una corriente nominal del inversor de 6 A durante todo el intervalo de prueba. Asimismo, se considera una potencia activa  $P_{dc}$  de 600 W, la cual contempla la potencia activa generada por las unidades fotovoltaicas y las pérdidas de potencia del proceso de acondicionamiento de la energía. Cuando la red opera en condiciones normales, se consideran tensiones de red sinusoidales ideales, es decir, tensiones sinusoidales de secuencia positiva a 60 Hz con valor RMS de fase de 110V.

La dinámica de la prueba exige que el inversor fotovoltaico alterne su funcionamiento entre los modos de operación normal (**Modos 1, 2, 3 o 4**) y los modos de LVRT (**Modos 1, 2 o 3 LVRT**). Siguiendo el algoritmo propuesto para el control del inversor, cuando  $V^+ < 0.85 p.u.$  se activa la capacidad de LVRT por lo que el sistema PV multifuncional proporciona soporte a la red eléctrica para ayudar a la mitigación del hundimiento, mientras se desactivan las funcionalidades de compensación de carga. Por lo tanto, bajo los modos LVRT el parámetro  $k_3$  se iguala a la unidad, mientras los parámetros  $k_1$  y  $k_2$  se igualan a cero.

En la Figura 40 a) se observan las tensiones en el PCC bajo el escenario descrito anteriormente, mientras en la Figura 40 b) se muestran las corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y la corriente nominal del inversor. Como se puede observar, el algoritmo propuesto cumple con los objetivos de funcionamiento y la corriente del inversor no supera el valor nominal establecido ante las variadas condiciones definidas. La Figura 41 muestra las potencias activa y reactiva instantáneas entregada por el sistema PV multifuncional y demandada por la red de distribución. Adicionalmente, en la Figura 42 se presentan las amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u., cuando el sistema PV multifuncional opera sin y con las capacidades de compensación de carga y de LVRT.

En los intervalos entre 0 a 100 ms, 250 ms a 400 ms, y 550 ms a 600 ms, el inversor funciona en el **Modo 4** de operación dado que  $V^+ \geq 0.85 p.u.$  En este modo, el sistema PV cumple su función como compensador de carga, entregando la totalidad de  $\overline{Q}_L$ ,  $\widetilde{p}_L$ , y  $\widetilde{q}_L$ . Asimismo, el sistema PV multifuncional inyecta la potencia activa total establecida en 600 W. Tal como se observa en la Figura 40 b), las amplitudes de las corrientes inyectadas por el inversor están por debajo del valor nominal, por lo que todas las funcionalidades de compensación son ejecutadas.

**Figura 40. a) Tensiones en el PCC b) Corrientes inyectadas por el sistema PV multifuncional y corriente nominal del inversor.**



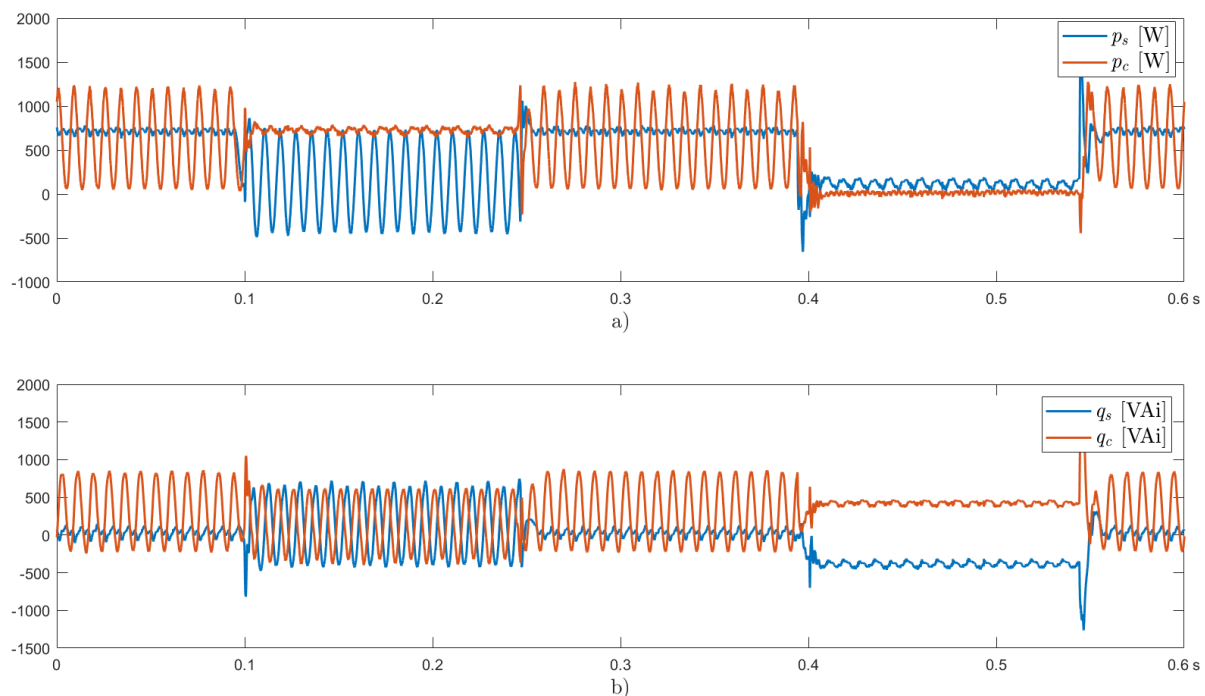
En el intervalo entre 100 ms a 250 ms, se presenta la ocurrencia de un hundimiento de tensión caracterizado por la disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.75 p.u. y un aumento de la componente de secuencia negativa de esta misma tensión a alrededor de los 0.28 p.u. (ver Figura 42). En este intervalo, el inversor opera en el **Modo 2 LVRT**, suspendiendo las funcionalidades de compensación de carga. El sistema PV multifuncional entrega la potencia reactiva de referencia,  $Q_{LVRT}$ , conforme a lo estipulado por la estrategia de generación de la referencia y el requerimiento establecido en la adaptación del código de red, siguiendo la ecuación ( 48 ), y adicionalmente tiene la capacidad de inyectar prácticamente la totalidad de la potencia activa generada. Sin embargo, el algoritmo de control realiza una leve

disminución de la potencia activa promedio de referencia para limitar la amplitud de la corriente inyectada por la fase  $a$  (ver Figura 40) dentro de los márgenes de seguridad del inversor. Tal como se observa en la Figura 41, la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional no presenta oscilaciones, esto es logrado gracias a la estrategia establecida para la generación de las corrientes de referencia. Sin embargo, la potencia activa instantánea demandada por la red de distribución experimenta oscilaciones debido a la presencia de la carga desbalanceada, a la suspensión de las funcionalidades de compensación de carga, y a la ocurrencia del hundimiento de tensión. Conforme a las expectativas, se presentan oscilaciones en la potencia reactiva instantánea entregada por el sistema PV multifuncional y demandada por la red de distribución. Esto se debe a que las corrientes de referencia se han calculado para eliminar las oscilaciones en la potencia activa instantánea del inversor a expensas de permitir oscilaciones en la potencia reactiva instantánea.

En el intervalo entre 400 ms a 550 ms, se presenta un hundimiento severo de tensión caracterizado por la disminución de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC a 0.25 p.u. Lo anterior conlleva a que el inversor opere en el **Modo 3 LVRT** por lo que el sistema PV multifuncional cesa por completo la inyección de potencia activa, y utiliza su capacidad nominal para proporcionar potencia reactiva, como se evidencia en la Figura 41. Adicionalmente, la potencia reactiva entregada por el sistema PV multifuncional es limitada con el fin de mantener las amplitudes de las corrientes inyectadas por el inversor en el valor nominal permitido (ver Figura 40). Asimismo, la entrega simultánea de corriente reactiva de secuencia positiva y negativa logra atenuar las oscilaciones en la potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional. Por otro lado, a raíz de la ocurrencia del hundimiento de tensión, las

oscilaciones en las potencias activa y reactiva instantáneas de la carga experimentan una reducción, aunque siguen siendo perceptibles, aunque en menor medida, en la red de distribución.

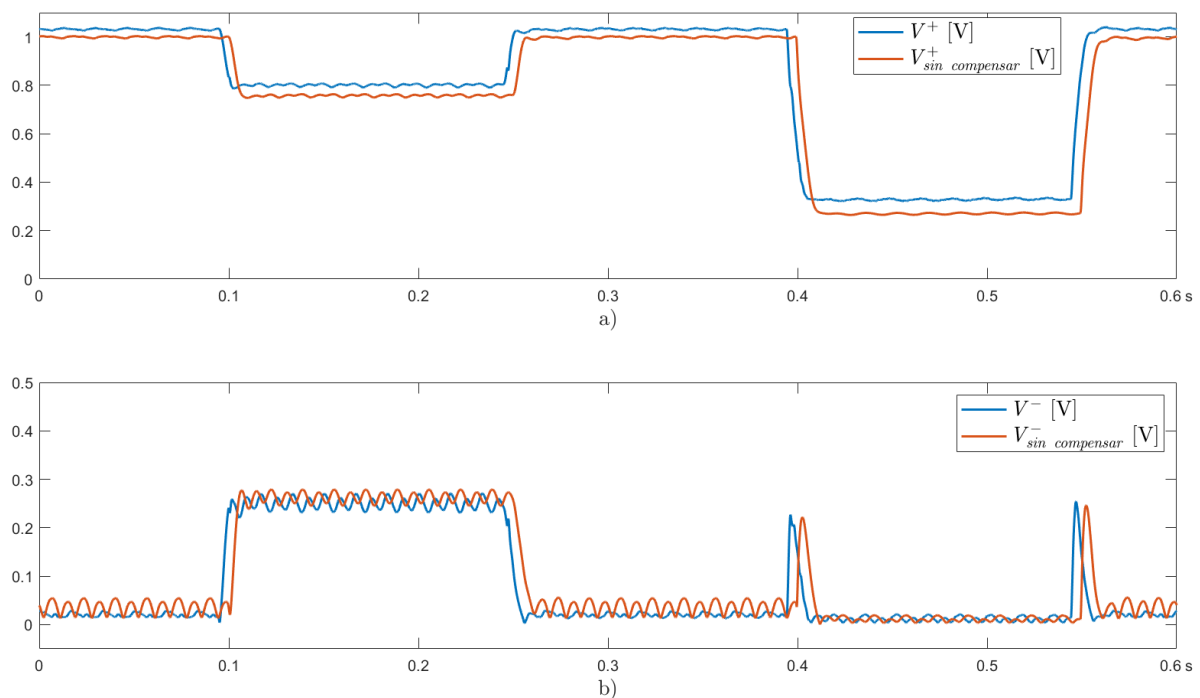
**Figura 41. a) Potencia activa instantánea entregada por el sistema PV multifuncional ( $p_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $p_s$ ) b) Potencia reactiva instantánea entregada por sistema PV multifuncional ( $q_c$ ) y demandada por la red de distribución ( $q_s$ ).**



A partir de los resultados presentados en la Figura 42 se destaca que la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC incrementa su valor cuando se integran las capacidades de LVRT en el inversor, mientras que la amplitud de la componente de secuencia negativa de la tensión se reduce. Este mismo comportamiento ocurre ante los dos tipos de hundimientos de tensión analizados, tanto en la función de soporte cuando el inversor inyecta solo potencia reactiva, como cuando está facultado para entregar tanta potencia activa como reactiva.

Por otro lado, bajo condiciones de operación normales de la red, la incorporación de las capacidades de compensación de carga no solo tiene un impacto positivo en el aumento de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC y en la disminución de la componente de secuencia negativa, sino también en la mitigación del rizado en las amplitudes de estas componentes de secuencia.

**Figura 42. Amplitudes de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC en p.u. sin y con las capacidades de compensación de carga y de LVRT. a) Amplitudes de las componentes de secuencia positiva b) Amplitudes de las componentes de secuencia negativa.**



## 7 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Los inversores PV que incorporan servicios complementarios, como lo son las funcionalidades de compensación de carga y las capacidades de soporte a la red ante la ocurrencia de fallas, permiten el mejoramiento de la calidad de la energía y la mitigación de problemas de estabilidad y confiabilidad en las redes eléctricas. Estos inversores de próxima generación, conocidos como inversores PV multifuncionales, permitirán un mayor aprovechamiento de su capacidad nominal, mejorando las prestaciones y aumentando la rentabilidad de la tecnología fotovoltaica. La integración de los inversores multifuncionales en las redes eléctricas modernas puede llegar a ser un aspecto de gran interés para los operadores de red y los usuarios del sistema eléctrico, especialmente en redes con alta penetración de energías renovables, donde mantener la estabilidad y la calidad de la energía puede ser un desafío.

Esta tesis doctoral se centró en el desarrollo de estrategias y algoritmos de control para la incorporación de funcionalidades de compensación de carga y capacidades de LVRT en sistemas PV de conexión a la red. A continuación, se presentan las principales conclusiones y aportes realizados a lo largo de la ejecución de la tesis:

La mayor contribución de esta tesis doctoral se centró en el desarrollo de una estrategia de control flexible para la integración de funcionalidades de compensación de carga y la capacidad de LVRT en inversores PV multifuncionales. Durante condiciones de operación normales en la red de distribución, es decir, cuando no se presenta la ocurrencia de hundimientos de tensión, la estrategia propuesta logra un mayor aprovechamiento de la capacidad del inversor, al emplear la porción de la capacidad nominal que no se utiliza para la inyección de la potencia activa generada, para realizar las funcionalidades de compensación de potencia reactiva y desbalance de carga. Este enfoque mejora el factor de potencia, disminuye el flujo asimétrico de potencia, y reduce las

pérdidas en el sistema de distribución, contribuyendo a una operación más eficiente y a un mejoramiento de la calidad de la energía.

Por otro lado, durante la ocurrencia de hundimientos de tensión, las funcionalidades de compensación de carga se desactivan para permitir la operación de la capacidad de LVRT. Esta capacidad permite que el inversor continúe operando e incorpore funcionalidades de soporte de potencia reactiva, lo cual es esencial para ayudar a la mitigación del hundimiento de tensión. Cuando se reanudan las condiciones normales en la red de distribución, las funcionalidades de compensación de carga e inyección de la potencia activa generada se reanudan.

### ***Flexibilidad de la estrategia propuesta***

El funcionamiento flexible del inversor PV multifuncional se logra introduciendo tres parámetros de control. Uno de estos parámetros permite establecer si el inversor realiza capacidades de LVRT o funcionalidades de compensación de carga, lo cual depende de la ocurrencia o ausencia de hundimientos de tensión, respectivamente. La estimación oportuna de la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión en el PCC permite definir si es necesario operar el inversor en los modos de LVRT.

Los otros dos parámetros de control son empleados para establecer las capacidades de compensación de carga bajo condiciones de operación normal de la red de distribución. La variación de estos parámetros da como resultado diferentes capacidades de compensación de carga, lo que permite al inversor adaptar su funcionamiento a cargas variables, considerando a su vez la cantidad de potencia activa generada por el arreglo PV. Adicionalmente, el ajuste de estos dos parámetros de control permite la priorización de las funcionalidades del inversor y limitar la corriente inyectada según su capacidad nominal.

La adaptación de los parámetros de control es una de las características fundamentales de la estrategia propuesta. Esta adaptación permite ajustar dinámicamente las corrientes de referencia según las condiciones de la red, la capacidad del inversor, la potencia generada, y las necesidades de compensación de la carga. Este enfoque flexible asegura que el inversor opere dentro de sus límites nominales, ampliando su operatividad, evitando sobrecargas y preservando la integridad del sistema.

### ***Priorización de las funcionalidades y limitación de la corriente inyectada bajo condiciones de operación normal***

Se propuso un algoritmo para controlar el inversor PV multifuncional bajo condiciones de operación normal de la red de distribución, es decir, cuando no se presenta la ocurrencia de hundimientos de tensión. Este algoritmo sigue un esquema de prioridades específico y, además, limita la corriente inyectada de acuerdo con la capacidad nominal del inversor ajustando dinámicamente dos de los parámetros de control de la estrategia flexible propuesta. El algoritmo define cuatro modos de funcionamiento para el inversor fotovoltaico bajo condiciones de operación normal de la red de distribución, los cuales especifican las funcionalidades a realizar. El esquema da la mayor prioridad a la inyección de la potencia activa generada sobre las funcionalidades de compensación de carga. Luego, se da prioridad a la compensación de potencia reactiva, y finalmente, se consideran las funcionalidades de compensación de desbalance de carga.

### ***Algoritmo de control unificado***

Se propuso un algoritmo de control unificado que permite operar el inversor PV multifuncional, ya sea durante condiciones de operación normales en la red, o ante la ocurrencia

de hundimientos de tensión. Este algoritmo está diseñado para gestionar la entrega de potencia activa y reactiva, adaptándose a las condiciones de la red, a los requerimientos de operación, a la capacidad del inversor, y a las necesidades de compensación de la carga.

La generación precisa de las corrientes de referencia es esencial para garantizar una adecuada operación del sistema fotovoltaico. El enfoque propuesto, basado en la teoría de la potencia instantánea  $p-q$ , permite considerar las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones en el PCC y las corrientes inyectadas en el marco de referencia estacionario  $\alpha-\beta$ , para definir las funcionalidades del sistema según el modo de operación del inversor. Este enfoque facilita la implementación de estrategias de control avanzadas, permitiendo la incorporación de las funcionalidades de compensación de carga y las capacidades de LVRT.

### ***Limitación de la corriente del inversor***

La limitación de la corriente del inversor es crucial para evitar sobrecargas y daños a los componentes del sistema. Los algoritmos de control propuestos garantizan que las corrientes de referencia sean calculadas para mantener la operación del inversor dentro de los valores nominales establecidos, en todos los modos de funcionamiento propuestos. Este enfoque asegura que el inversor pueda realizar sus funciones de compensación de carga o las capacidades de soporte a la red durante la ocurrencia de hundimientos de tensión, sin exceder su capacidad nominal, preservando la integridad del sistema.

### ***Verificación del funcionamiento***

Los resultados experimentales y de simulación verifican el funcionamiento y destacan la eficacia de las estrategias y algoritmos propuestos en esta tesis doctoral. Los casos de estudio

demonstraron el excelente desempeño del inversor PV multifuncional, el cual realiza un mayor aprovechamiento de su capacidad nominal ejecutando acciones que mejoran la calidad de la energía en la red y, además, los algoritmos propuestos garantizan la limitación de la corriente inyectada incluso bajo la conexión de cargas desbalanceadas. Los resultados obtenidos muestran el buen comportamiento del sistema y el logro de los objetivos de control bajo condiciones de carga desbalanceada y ante la ocurrencia de hundimientos de tensión balanceados y desbalanceados.

Los resultados han demostrado que el algoritmo de control unificado responde adecuadamente a las variaciones de la red, ajustando las corrientes de referencia según las condiciones operativas y las capacidades del inversor. Estos resultados obtenidos evidencian la viabilidad práctica de la estrategia de control propuesta.

#### ***Rápida respuesta del algoritmo de control propuesto***

La rápida respuesta del algoritmo de control para modificar su modo de operación según las condiciones de la red es una característica esencial del sistema. Esta característica permite que el sistema se adapte rápidamente y responda oportunamente a variaciones de la red, de la potencia generada, o de la carga.

#### ***Correcto funcionamiento del controlador de corriente***

El correcto funcionamiento del controlador de corriente es fundamental para la operación del sistema. Este controlador ha respondido de manera satisfactoria a las condiciones cambiantes del sistema, como lo demuestran los resultados de simulación y experimentales. Asimismo, presenta un buen desempeño en el seguimiento de corrientes de referencia desbalanceadas.

### ***Beneficios adicionales en el modo normal de operación***

Los beneficios adicionales proporcionado por las funcionalidades de compensación de carga en el modo normal de operación es otra característica destacada del sistema. La incorporación de estas funcionalidades aumenta la amplitud de la componente de secuencia positiva de la tensión, atenúa la componente de secuencia negativa de la tensión, y mitiga el rizado en las amplitudes de estas componentes en el punto de acoplamiento común, mejorando la calidad del suministro eléctrico.

### ***Frecuencia de conmutación del inversor***

En el prototipo experimental la frecuencia de conmutación de los transistores del inversor es menor en comparación con la utilizada en las simulaciones, debido a limitaciones técnicas del prototipo. Como se observa en los resultados experimentales, hay un rizado más pronunciado en las corrientes inyectadas y en las tensiones en el PCC, rizado que en los resultados de simulación es casi imperceptible. Estos resultados sugieren que se podría alcanzar una mayor atenuación del rizado aumentando la frecuencia de conmutación del inversor, garantizando así una mejor calidad de la energía suministrada.

En resumen, el desarrollo e implementación de algoritmos de control avanzados es esencial para la integración de servicios auxiliares a los sistemas de generación distribuida, permitiendo mejorar la calidad de la energía, la estabilidad y confiabilidad de los sistemas de distribución, y facilitando la transición hacia una nueva matriz energética. Estos algoritmos permiten gestionar eficientemente la inyección de potencia activa y reactiva, adaptándose a las condiciones de la red, a los requerimientos operativos, y a la capacidad nominal del inversor. La implementación y

desarrollo del sistema fotovoltaico propuesto ha demostrado ser una solución eficaz para mejorar la calidad de la energía bajo diversas condiciones operativas. La capacidad del sistema para operar de manera oportuna tanto en condiciones normales como durante hundimientos de tensión, destaca la eficacia de los algoritmos propuestos. Además, las pruebas experimentales han permitido verificar la viabilidad de su implementación.

### **7.1 Trabajos Futuros**

A continuación, se presentan algunos de los trabajos que podrían dar continuidad a esta investigación:

- i. Desarrollo de estrategias de control que permitan la incorporación de funcionalidades de compensación de corrientes armónicas causadas por cargas no lineales, manteniendo el funcionamiento flexible y limitando la corriente inyectada según la capacidad nominal del inversor.
- ii. Desarrollo de estrategias de control para la operación de los inversores PV multifuncionales ante tensiones no ideales, por ejemplo, tensiones distorsionadas en el PCC, manteniendo el funcionamiento flexible y limitando la corriente inyectada según la capacidad nominal del inversor.
- iii. Desarrollo de soluciones para reducir las oscilaciones de la tensión del bus de DC del inversor generadas cuando se incorporan funcionalidades de compensación de carga o capacidades de LVRT.
- iv. Explorar nuevas estrategias de control que permitan una mayor flexibilidad y adaptabilidad del inversor ante condiciones de operación variables, incluyendo la implementación de técnicas basadas en inteligencia artificial y aprendizaje automático.

- v. Incorporación de otros servicios complementarios: Investigar la incorporación de nuevas funcionalidades al inversor como la regulación de tensión y el soporte de frecuencia, para ayudar aún más en el mejoramiento de la calidad de la energía y la estabilidad de la red.
- vi. Integración con sistemas de almacenamiento de energía: Investigar la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía para mejorar la capacidad del sistema fotovoltaico de manejar fluctuaciones en la generación y la demanda, aumentando la resiliencia y la estabilidad de la red.
- vii. Evaluación de la estrategia propuesta en diferentes escenarios: Probar y evaluar la implementación del sistema en diferentes escenarios y condiciones de red para garantizar su robustez y adaptabilidad en una variedad de contextos operativos. Las investigaciones futuras podrían enfocarse en probar la estrategia de control propuesta en condiciones con alta variabilidad de carga y en entornos altamente dinámicos para garantizar su solidez y eficacia. La ampliación de los estudios de ofrecerá una comprensión más integral del rendimiento del sistema.
- viii. Desarrollo de prototipos a mayor escala: Implementar y probar prototipos a mayor escala para validar la viabilidad y eficacia del sistema en condiciones operativas reales, donde la complejidad y la dinámica del entorno pueden ser relevantes para el rendimiento operativo del sistema. Esto también facilitaría su comercialización.
- ix. Estudio de impacto económico y ambiental: Realizar estudios detallados sobre el impacto económico y ambiental del sistema propuesto, evaluando su viabilidad y beneficios a largo plazo en comparación con otros sistemas de generación distribuida.

Estos trabajos futuros contribuirán a la mejora continua de la tecnología de inversores fotovoltaicos, permitiendo una integración más efectiva y sostenible de la energía solar en las redes eléctricas.

## 8 REFERENCIAS

- 1547-2018 - *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces* / IEEE Standard / IEEE Xplore. (n.d.). Retrieved March 27, 2021, from <https://ieeexplore.ieee.org/document/8332112/figures#figures>
- Abdel-Rahim, O. (2020). A New High Gain DC-DC Converter With Model-Predictive-Control Based MPPT Technique for Photovoltaic Systems. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 5(2), 191–200. <https://doi.org/10.24295/CPSSTPEA.2020.00016>
- Afshari, E., Moradi, G. R., Rahimi, R., Farhangi, B., Yang, Y., Blaabjerg, F., & Farhangi, S. (2017). Control Strategy for Three-Phase Grid-Connected PV Inverters Enabling Current Limitation under Unbalanced Faults. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(11), 8908–8918. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2733481>
- Akagi, H. (1996). New trends in active filters for power conditioning. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 32(6), 1312–1322. <https://doi.org/10.1109/28.556633>
- Akagi, H., Watanabe, E. H., & Aredes, M. (2017). Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. <https://doi.org/10.1002/9781119307181>
- Alali, M. A. E., Sabiri, Z., Shtessel, Y. B., & Barbot, J. P. (2020). Grid-Connected Shunt Active Photovoltaic Filter. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2020-June*, 120–125. <https://doi.org/10.1109/ISIE45063.2020.9152458>
- Alepuz, S., Calle, A., Busquets-Monge, S., Kouro, S., & Wu, B. (2013). Use of stored energy in PMSG rotor inertia for low-voltage ride-through in back-to-back NPC converter-based wind

power systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(5), 1787–1796.  
<https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2190954>

Athans, M. (1971). The Role and Use of the Stochastic Linear—Quadratic—Gaussian Problem in Control System Design. In *IEEE Transactions on Automatic Control* (Vol. 16, Issue 6, pp. 529–552). <https://doi.org/10.1109/TAC.1971.1099818>

Babu, N. P., Guerrero, J. M., Siano, P., Peesapati, R., & Panda, G. (2021). An Improved Adaptive Control Strategy in Grid-Tied PV System with Active Power Filter for Power Quality Enhancement. *IEEE Systems Journal*, 15(2), 2859–2870.  
<https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.2985164>

Badoni, M., Singh, A., Singh, A. K., Saxena, H., & Kumar, R. (2023). Grid Tied Solar PV System with Power Quality Enhancement Using Adaptive Generalized Maximum Versoria Criterion. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 9(2), 722–732.  
<https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2020.04820>

Barva, A. V., & Joshi, S. (2023). Comparative Analysis of Passive, Active, and Hybrid Active Filters for Power Quality Improvement in Grid-Connected Photovoltaic System. *2023 7th International Conference on Computer Applications in Electrical Engineering-Recent Advances: Sustainable Transportation Systems, CERA 2023*.  
<https://doi.org/10.1109/CERA59325.2023.10455311>

Boukezata, B., Gaubert, J. P., Chaoui, A., & Hachemi, M. (2016). Predictive current control in multifunctional grid connected inverter interfaced by PV system. *Solar Energy*, 139, 130–141. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2016.09.029>

Brahim, A., Soufi, Y., Ounnas, D., & Guiza, D. (2022). Stand alone photovoltaic system control based on Artificial neural network and fuzzy logic. *Proceedings - 2022 5th International*

*Conference on Power Electronics and Their Applications, ICPEA 2022.*

<https://doi.org/10.1109/ICPEA51060.2022.9791179>

Calle-Prado, A., Alepuz, S., Bordonau, J., Cortes, P., & Rodriguez, J. (2016). Predictive Control of a Back-to-Back NPC Converter-Based Wind Power System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(7), 4615–4627. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2529564>

Cardoso, R., De Camargo, R. F., Pinheiro, H., & Gründling, H. A. (2006). Kalman filter based synchronization methods. *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*. <https://doi.org/10.1109/PESC.2006.1712058>

Chandra Mahato, G., Ranjan Biswal, S., Roy Choudhury, T., Nayak, B., & Bikash Santra, S. (2023). Review of active power control techniques considering the impact of MPPT and FPPT during high PV penetration. *Solar Energy*, 251, 404–419. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2023.01.035>

Devassy, S., & Singh, B. (2019). Implementation of Solar Photovoltaic System with Universal Active Filtering Capability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(4), 3926–3934. <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2906297>

Ding, G., Gao, F., Tian, H., Ma, C., Chen, M., He, G., & Liu, Y. (2016). Adaptive DC-Link Voltage Control of Two-Stage Photovoltaic Inverter during Low Voltage Ride-Through Operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(6), 4182–4194. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2469603>

Espí Huerta, J. M., Castelló, J., Fischer, J. R., & García-Gil, R. (2010). A synchronous reference frame robust predictive current control for three-phase grid-connected inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(3), 954–962. <https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2028815>

- Femia, N., Granozio, D., Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2007). Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 43(3), 934–950. <https://doi.org/10.1109/TAES.2007.4383584>
- Flores, P., Dixon, J., Ortúzar, M., Carmi, R., Barriuso, P., & Morán, L. (2009). Static Var Compensator and Active Power Filter With Power Injection Capability, Using 27-Level Inverters and Photovoltaic Cells. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(1), 130–138. <https://doi.org/10.1109/TIE.2008.927229>
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G., & Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1), 158–172. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>
- Gupta, A., Kumar, P., Pachauri, R. K., & Chauhan, Y. K. (2015). *Performance analysis of neural network and fuzzy logic based MPPT techniques for solar PV systems*. 1–6. <https://doi.org/10.1109/POWERI.2014.7117722>
- Hasanien, H. M. (2016). An Adaptive Control Strategy for Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Grid-Connected Photovoltaic Power Plants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4), 3230–3237. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2466618>
- Kacimi, N., Idir, A., Grouni, S., & Boucherit, M. S. (2023). Improved MPPT Control Strategy for PV Connected to Grid Using IncCond-PSO-MPC Approach. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 9(3), 1008–1020. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.08810>
- Kaura, V., & Blasko, V. (1997). Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 33(1), 58–63. <https://doi.org/10.1109/28.567077>

- Khawla, E. M., Chariag, D. E., & Sbita, L. (2019). A Control Strategy for a Three-Phase Grid Connected PV System under Grid Faults. *Electronics 2019, Vol. 8, Page 906*, 8(8), 906. <https://doi.org/10.3390/ELECTRONICS8080906>
- Killi, M., & Samanta, S. (2015). Modified perturb and observe MPPT algorithm for drift avoidance in photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(9), 5549–5559. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2407854>
- Kušljević, M. D., Tomić, J. J., & Jovanović, L. D. (2010). Frequency estimation of three-phase power system using weighted-least-square algorithm and adaptive FIR filtering. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 59(2), 322–329. <https://doi.org/10.1109/TIM.2009.2023816>
- Lai, L. L., Tse, C. T., Chan, W. L., & So, A. T. P. (1999). Real-time frequency and harmonic evaluation using artificial neural networks. In *IEEE Transactions on Power Delivery* (Vol. 14, Issue 1, pp. 52–57). <https://doi.org/10.1109/61.736681>
- Lim, J. S., Park, C., Han, J., & Lee, Y. Il. (2014). Robust tracking control of a three-phase DC-AC inverter for UPS applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(8), 4142–4151. <https://doi.org/10.1109/TIE.2013.2284155>
- Lin, F. J., Lu, K. C., & Ke, T. H. (2016). Probabilistic Wavelet Fuzzy Neural Network based reactive power control for grid-connected three-phase PV system during grid faults. *Renewable Energy*, 92, 437–449. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.036>
- Lopez, M. A. G., Garcia De Vicuna, J. L., Miret, J., Castilla, M., & Guzman, 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. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2792478>

- Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, *137*, 556–565. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.05.123>
- Mantilla, M. A., Petit, J. F., & Ordóñez, G. (2021). Control of multi-functional grid-connected PV systems with load compensation under distorted and unbalanced grid voltages. *Electric Power Systems Research*, *192*, 106918. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106918>
- Miret, J., Garnica, M. A., Castilla, M., De Vicuña, J. L. G., & 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/10.1049/IET-PEL.2018.5071/CITE/REFWORKS>
- Niroomand, M., & Karshenas, H. R. (2010). Review and comparison of control methods for uninterruptible power supplies. *PEDSTC 2010 - 1st Power Electronics and Drive Systems and Technologies Conference*, 18–23. <https://doi.org/10.1109/PEDSTC.2010.5471864>
- Noroozian, R., & Gharehpetian, G. B. (2013). An investigation on combined operation of active power filter with photovoltaic arrays. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *46*(1), 392–399. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.033>
- Nour, A. M. M., Helal, A. A., El-Saadawi, M. M., & Hatata, A. Y. (2023). Voltage imbalance mitigation in an active distribution network using decentralized current control. *Protection and Control of Modern Power Systems*, *8*(1), 1–17. <https://doi.org/10.1186/S41601-023-00293-Y/FIGURES/18>
- Ouai, A., Mokrani, L., Machmoum, M., & Houari, A. (2018). Control and energy management of a large scale grid-connected PV system for power quality improvement. *Solar Energy*, *171*, 893–906. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.06.106>

- Paulo Bonaldo, J., Lessa Tofoli, F., Vitor Arantes Monteiro, R., & Kelis Morales-Paredes, H. (2021). Comparative analysis of techniques for the limitation of compensation currents in multifunctional grid-tied inverters. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 126, 106574. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2020.106574>
- Piegari, L., & Rizzo, R. (2010). Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking. *IET Renewable Power Generation*, 4(4), 317–328. <https://doi.org/10.1049/IET-RPG.2009.0006>
- Ramirez, D., Martinez, S., Platero, C. A., Blazquez, F., & De Castro, R. M. (2011). Low-voltage ride-through capability for wind generators based on dynamic voltage restorers. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(1), 195–203. <https://doi.org/10.1109/TEC.2010.2055869>
- Reddy, G. K., Kumbhar, G. B., & Padhy, N. P. (2023). An Extended Partial Harmonic Current Compensation for Multifunctional PV Inverters. *2023 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy: Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy for Sustainable Development, PESGRE 2023*. <https://doi.org/10.1109/PESGRE58662.2023.10404793>
- Renewable Energy Agency, I. (2024). *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2024 STATISTIQUES DE CAPACITÉ RENOUVELABLE 2024 ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2024 About IRENA*. [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Reveles-Miranda, M., Flota-Banuelos, M., Chan-Puc, F., Ramirez-Rivera, V., & Pacheco-Catalan, D. (2020). A Hybrid control technique for harmonic elimination, power factor correction, and night operation of a grid-connected pv inverter. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(2), 664–675. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2961600>

- Rincon, D. J. ;, Mantilla, M. A. ;, Rey, J. M. ;, Garnica, M. ;, Guilbert, D., Carmela, M., Piazza, D., Rincon, D. J., Mantilla, M. A., Rey, J. M., Garnica, M., & Guilbert, D. (2023). An Overview of Flexible Current Control Strategies Applied to LVRT Capability for Grid-Connected Inverters. *Energies* 2023, Vol. 16, Page 1052, 16(3), 1052. <https://doi.org/10.3390/EN16031052>
- Rodríguez, P., Luna, A., Candela, I., Mujal, R., Teodorescu, R., & Blaabjerg, F. (2011). Multiresonant frequency-locked loop for grid synchronization of power converters under distorted grid conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1), 127–138. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2042420>
- Rodríguez, P., Luna, A., Ciobotaru, M., Teodorescu, R., & Blaabjerg, F. (2006). Advanced grid synchronization system for power converters under unbalanced and distorted operating conditions. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 5173–5178. <https://doi.org/10.1109/IECON.2006.347807>
- Singh, B., Jain, C., Goel, S., Chandra, A., & Al-Haddad, K. (2016). A multifunctional grid-tied solar energy conversion system with ANF-based control approach. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52(5), 3663–3672. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2582141>
- 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>
- Soumana, R. A., Saulo, M. J., & Muriithi, C. M. (2022a). A new control scheme for limiting the compensation current and prioritizing power injection in multifunctional grid-connected

- photovoltaic systems. *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 2, 100055. <https://doi.org/10.1016/J.PRIME.2022.100055>
- Soumana, R. A., Saulo, M. J., & Muriithi, C. M. (2022b). New control strategy for multifunctional grid-connected photovoltaic systems. *Results in Engineering*, 14, 100422. <https://doi.org/10.1016/J.RINENG.2022.100422>
- Tang, C. Y., Chen, Y. T., & Chen, Y. M. (2015). PV Power System With Multi-Mode Operation and Low-Voltage Ride-Through Capability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(12), 7524–7533. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2449777>
- Teodorescu, R., Blaabjerg, F., Liserre, M., & Loh, P. C. (2006). Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, 153(5), 750. <https://doi.org/10.1049/ip-epa:20060008>
- Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodríguez, P. (2010). Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- Thiagarajan, Y., Sivakumaran, T. S., & Sanjeevikumar, P. (2008). Design and simulation of fuzzy controller for a grid connected stand alone PV system. *Proceedings of the 2008 International Conference on Computing, Communication and Networking, ICCCN 2008*. <https://doi.org/10.1109/ICCCNET.2008.4787740>
- Tuyen, N. D., & Fujita, G. (2015). PV-Active Power Filter Combination Supplies Power to Nonlinear Load and Compensates Utility Current. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, 2, 32–42. <https://doi.org/10.1109/JPETS.2015.2404355>

- Wu, Q., & Sun, Y. (n.d.). *Modeling and modern control of wind power*. 280. Retrieved January 7, 2024, from <https://www.wiley.com/en-br/Modeling+and+Modern+Control+of+Wind+Power-p-9781119236269>
- Xavier, L. S., Cupertino, A. F., Pereira, H. A., & Mendes, V. F. (2019). Partial harmonic current compensation for multifunctional photovoltaic inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *34*(12), 11868–11879. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2019.2909394>
- Yang, Y., Blaabjerg, F., Wang, H., & Simões, M. G. (2016). Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. *IET Renewable Power Generation*, *10*(4), 504–513. <https://doi.org/10.1049/IET-RPG.2015.0133>
- Yao, Z., & Xiao, L. (2013). Control of single-phase grid-connected inverters with nonlinear loads. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *60*(4), 1384–1389. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2174535>
- Yazdani, A., & Reza, I. (2010). Voltage source converter in power system. *IEEE Press/John Wiley*, 1–473.
- Zames, G. (1981). Feedback and Optimal Sensitivity: Model Reference Transformations, Multiplicative Seminorms, and Approximate Inverses. *IEEE Transactions on Automatic Control*, *26*(2), 301–320. <https://doi.org/10.1109/TAC.1981.1102603>
- Zhao, B., Wang, C., & Zhang, X. (2017). Grid-Integrated and Standalone Photovoltaic Distributed Generation Systems. In *Grid-Integrated and Standalone Photovoltaic Distributed Generation Systems*. <https://doi.org/10.1002/9781119187349>
- Zhao, X. (2018). Power System Support Functions Provided by Smart Inverters—A Review. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, *3*(1), 25–35. <https://doi.org/10.24295/cpsstpea.2018.00003>

Zmood, D. N., & Holmes, D. G. (2003). Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 18(3), 814–822.  
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2003.810852>