



**Universidad Nacional Autónoma de México**

Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería  
Eléctrica - Sistemas Eléctricos de Potencia

**EVALUACIÓN DEL CONTROL BASADO EN PASIVIDAD PARA  
MICRO-REDES DE POTENCIA**

**T E S I S**

que para optar por el grado de

Maestro en Ingeniería

**PRESENTA:**

**Fernando Valdespino López**

Tutor Principal:

**Dr. Gerardo René Espinosa Pérez**

**Facultad de Ingeniería, UNAM**

Ciudad Universitaria, CDMX. (Enero), 2021



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

---

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Maya Ortíz Paul Rolando

Secretario: Dr. Ángeles Camacho César

1er. Vocal: Dr. Espinosa Pérez Gerardo René

2er. Vocal: Dr. Sandoval Rodríguez Gonzalo

3er. Vocal: Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez

Esta tesis se realizó en el Laboratorio de Control perteneciente a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería en la UNAM.

Director de Tesis:

---

Dr. Gerardo René Espinosa Pérez.

*“No hemos de preocuparnos de vivir largos años, sino de vivirlos satisfactoriamente; porque vivir largo tiempo depende del destino, vivir satisfactoriamente de tu alma. La vida es larga si es plena; y se hace plena cuando el alma ha recuperado la posesión de su bien propio y ha transferido a sí el dominio de sí misma” (Séneca, Cartas a Lucilio).*

*Este trabajo va dedicado a mi familia  
Maricela, Efrén y Diana*



# Reconocimientos

---

Quiero agradecer y dedicar este trabajo a mi **familia** por todo el sacrificio, esfuerzo y tiempo que me ha dado, quiero que sientan que este objetivo logrado también es suyo y que la fuerza que me ayudo a completarlo fue su apoyo.

Agradezco al **Dr. Gerardo Espinosa** por todo su apoyo, por el tiempo, el compromiso y la confianza que me tuvo, sin duda su apoyo es y será una lección que me acompañará toda mi vida.

Al **jurado** por la confianza y tiempo que me regalaron a pesar de las circunstancias.

Muchas gracias a la **Dra Sofía**, **Dr. Michelle** y al **Dr. Issac**, que resolvieron todas mis dudas y dedicaron tiempo a apoyarme a pesar de los contratiempos, jamás me dejaron solo y quiero dedicarles también este trabajo.

A los miembros del laboratorio de control **Christian**, **Fernanda** y **Alejandra** gracias por la ayuda siempre que la necesite, por la motivación de seguir adelante y por el compañerismo a lo largo de mi maestría.

A mis **amigos**, que a pesar de no entender lo que yo estaba haciendo, me apoyaban y preguntaban siempre por mis avances.

A la **Facultad de Ingeniería** por ofrecerme tantos conocimientos y prepararme como ingeniero y ahora como maestro en ingeniería.

Finalmente, agradezco a la **UNAM** por enseñarme y desarrollarme como profesionalista y como ser humano, además de permitirme aspirar a esta carrera universitaria.

La realización de este trabajo fue posible gracias a los apoyos otorgados por:

- El Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), mediante la beca nacional para estudios de posgrado (Agosto 2018 a Agosto 2020)
- Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) a través del proyecto DGAPA-UNAM PAPIIT IN118019

# Índice general

---

<b>Índice de figuras</b>	<b>VII</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>IX</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Antecedentes . . . . .	8
1.3. Objetivo de la Tesis . . . . .	12
1.4. Metodología . . . . .	13
1.5. Estructura de la Tesis . . . . .	13
<b>2. Modelo matemático de Micro-red</b>	<b>15</b>
2.1. Topología . . . . .	15
2.1.1. Electrónica de potencia . . . . .	15
2.1.2. Paneles fotovoltaicos . . . . .	16
2.1.3. Filtrado . . . . .	18
2.2. Descripción del sistema . . . . .	19
2.2.1. Modelo Matemático . . . . .	20
<b>3. Control de Micro-redes</b>	<b>23</b>
3.1. Control basado en pasividad . . . . .	23
3.1.1. Pasividad . . . . .	24
3.1.2. Teoría de estabilidad de Lyapunov . . . . .	25
3.1.3. Diseño del control . . . . .	25
3.1.4. Grid Forming . . . . .	27
3.1.5. Grid Following . . . . .	28
<b>4. Evaluación</b>	<b>31</b>
4.1. Estándar IEEE 1547-2018 . . . . .	31
4.1.1. Entrada en servicio y sincronismo. . . . .	32
4.1.2. Categorización en condiciones de operación normal . . . . .	33
4.2. Experimento . . . . .	34
4.2.1. Evaluación . . . . .	35

4.2.2.	Experimento 1: Grid forming y grid following . . . . .	36
4.2.3.	Experimento 2: Sincronización y entrada en servicio . . . . .	39
4.2.4.	Experimento 3: Modos de operación de categoría B . . . . .	42
4.2.4.1.	Modo Factor de Potencia constante . . . . .	42
4.2.4.2.	Modo potencia reactiva constante . . . . .	45
4.2.4.3.	Modo P-Q . . . . .	48
4.2.4.4.	Modo V-P . . . . .	51
4.2.4.5.	Modo V-Q . . . . .	54
4.2.5.	Análisis de armónicos . . . . .	57
4.2.6.	Discusión de resultados . . . . .	60
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>61</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>63</b>

## Índice de figuras

---

1.1. Micro-red . . . . .	2
1.2. Diagrama de bloques de generación distribuida. . . . .	3
1.3. Integración de fuentes de energía renovable. . . . .	4
1.4. Estructura de control centralizada en Micro-redes de potencia. . . . .	6
1.5. Estructura de control distribuida en Micro-redes de potencia. . . . .	6
1.6. Jerarquía de control de una Micro-red. . . . .	7
1.7. Ortega Velázquez, Espinosa Pérez, Espinosa Trejo 2018. Sistema fotovoltaico con seguimiento de punto de máxima potencia distribuido Recuperado de [21]. . . . .	11
2.1. Topologías de inversores industriales más utilizados, [13]. . . . .	17
2.2. Modelo del sistema trifásico con inversor centralizado. . . . .	20
3.1. Sistema con energía almacenada . . . . .	24
3.2. Representación simplificada de convertidores utilizados en micro-redes. (a) grid forming, (b) grid-following, (c) fuente de corriente basado en grid-supporting, and (d) fuente de voltaje basado en grid-supporting. Recuperado de [26] . . . . .	26
4.1. Alcance del estándar IEEE 1547-2018, [11]. . . . .	32
4.2. Resultados de experimento 1: Modelo Matemático. . . . .	36
4.3. Resultados de experimento 1: Modelo Promediado del inversor. . . . .	37
4.4. Resultados de experimento 1: Modelo Conmutado del inversor. . . . .	38
4.5. Resultados de experimento 2: Modelo Matemático. . . . .	39
4.6. Resultados de experimento 2: Modelo Promediado del inversor. . . . .	40
4.7. Resultados de experimento 2: Modelo Conmutado del inversor. . . . .	41
4.8. Resultados de experimento 3: Factor de potencia constante en Modelo Matemático. . . . .	43
4.9. Resultados de experimento 3: Factor de potencia constante en Modelo Promediado del inversor. . . . .	44
4.10. Resultados de experimento 3: Factor de potencia constante en Modelo Conmutado del inversor. . . . .	45

4.11. Resultados de experimento 3: Potencia reactiva constante en Modelo Matemático. . . . .	46
4.12. Resultados de experimento 3: Potencia reactiva constante en Modelo Promediado del inversor. . . . .	46
4.13. Resultados de experimento 3: Potencia reactiva constante en Modelo Conmutado del inversor. . . . .	47
4.14. Resultados de experimento 3: Potencia activa por potencia reactiva (P-Q) en Modelo Matemático. . . . .	48
4.15. Resultados de experimento 3: Potencia activa por potencia reactiva (P-Q) en Modelo Promediado del inversor. . . . .	49
4.16. Resultados de experimento 3: Potencia activa por potencia reactiva (P-Q) en Modelo Conmutado del inversor. . . . .	50
4.17. Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia activa (V-P) en Modelo Matemático. . . . .	51
4.18. Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia activa (V-P) en Modelo Promediado del inversor. . . . .	52
4.19. Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia activa (V-P) en Modelo Conmutado del inversor. . . . .	53
4.20. Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia reactiva (V-Q) en Modelo Matemático. . . . .	55
4.21. Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia reactiva (V-Q) en Modelo Promediado del inversor. . . . .	56
4.22. Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia reactiva (V-Q) en Modelo Conmutado del inversor. . . . .	57
4.23. Orden armónico de la corriente de la carga no lineal. . . . .	59
4.24. Orden armónico del voltaje en terminales de la carga. . . . .	59

# Índice de tablas

---

4.1. Tabla de entrada en servicio del estándar IEEE 1547-2018, [11] . . . . .	33
4.2. Tabla de sincronismo del estándar IEEE 1547-2018, [11]. . . . .	33
4.3. Categorías de desempeño en operación normal. . . . .	34
4.4. Parámetros del inversor. . . . .	34
4.5. Parámetros del sistema trifásico. . . . .	35
4.6. Tabla de límites de distorsión recomendados por el estándar IEEE 519-2014, [23]. . . . .	58

# Introducción

---

## 1.1. Motivación

Hace no mucho tiempo los sistemas eléctricos de potencia tenían un carácter mayormente centralizado y unidireccional, es decir que la electricidad se generaba en grandes centrales de potencia alejadas de la carga y el flujo de energía transmitida tenía una dirección.

Dichas centrales trabajan comúnmente a base de combustibles fósiles, lo cual además de generar un gran impacto ambiental, eran centrales que no podían ser interrumpidas debido a la completa demanda de carga que satisfacían.

Sin embargo, en la última década, la integración de energías basadas en fuentes renovables [25], por ejemplo, las fuentes de energía eólica, solar, hidroeléctrica y de cogeneración comenzaron a descentralizar el sistema y generar una red bidireccional, en la cual la energía podía ser generada cerca de la carga y en pequeñas proporciones aportar al sistema eléctrico con flujo de potencia en ambas direcciones.

Todos los sistemas eléctricos de potencia de pequeña y gran escala tienen como finalidad brindar el servicio eléctrico a los usuarios de manera ininterrumpida y con niveles de voltaje y frecuencia estables. Por lo tanto, y debido a la fuerte influencia de las fuentes de energía renovable, la integración de fuentes de energía a pequeña escala es una tendencia y a estos pequeños sistemas se les conoce como Micro-redes de potencia [12].

Una Micro-red de potencia puede definirse de diferentes maneras, según la aplicación que se le esté dando, pero una de las definiciones que engloban el concepto de Micro-red es la del Departamento de energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) que la define como “un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuidos con límites eléctricos claramente definidos que actúan como

una única entidad controlable con respecto a la red. Una Micro-red puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione en modo conectado o en modo aislado” [18].

En este sentido, una Micro-red puede hacer uso de fuentes de energía convencional pero normalmente su enfoque es mayoritariamente en el uso de fuentes de energía renovable de pequeña escala y además tiene por objetivo satisfacer la demanda de energía eléctrica de manera local sin necesidad de estar conectada a la red eléctrica principal, esto convierte la definición de Micro-red en una propuesta atractiva para los usuarios.

La Micro-red puede ser capaz de alimentar una carga doméstica, industrial, baterías y autos eléctricos, con la ayuda de fuentes de energía convencionales o energías renovables completamente acondicionadas a través de dispositivos de electrónica de potencia. Estos pueden conectarse a cualquier red eléctrica como se muestra en la Figura 1.1.

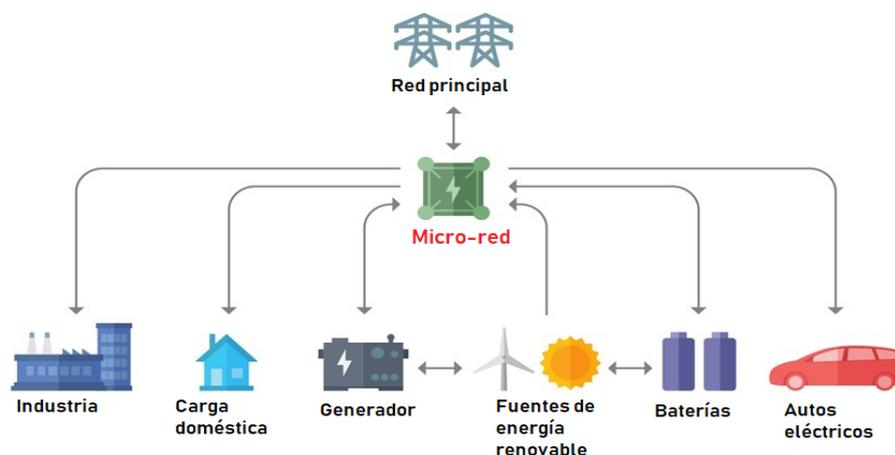


Figura 1.1: Micro-red

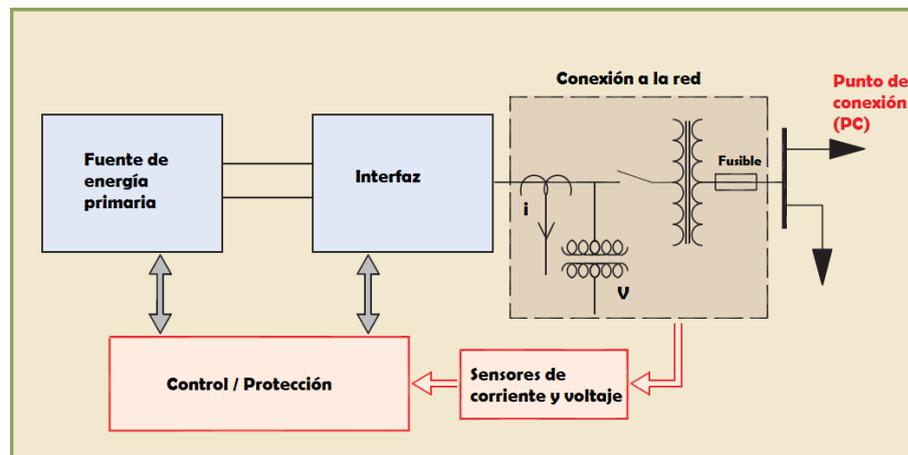
Las características que tiene una Micro-red de potencia son la generación distribuida, el uso de energías renovables, la operación aislada o conectada de la red eléctrica y la necesidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica además de brindar una buena calidad de energía a los usuarios. Es decir, que no existan interrupciones en el suministro eléctrico, ausencia de sobretensiones y de deformaciones producidas por armónicos en la Micro-red.

Por lo tanto, la generación distribuida se entiende como la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, ubicada lo más próximo a la carga, que tiene la posibilidad de interactuar con la red eléctrica como consumidor o suministrador. Una diferencia con las redes eléctricas convencionales es que la generación eléctrica se encuentra en puntos centralizados particulares y hay poco espacio para colocar las

grandes centrales de generación.

Por otra parte, la generación distribuida se encuentra repartida en mayor cantidad, pero con tamaño reducido. La generación distribuida tiene un rango de generación menor de 50 o 100[MW], según el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE, por sus siglas en francés) [19]. Un diagrama de bloques que representa el funcionamiento de la generación distribuida se muestra en la Figura 1.2, donde la integración a la red eléctrica es posible gracias al convertidor de electrónica de potencia.

El convertidor de electrónica de potencia necesita un control para poder operar a un valor de voltaje y corriente deseado, dichos valores son obtenidos del sistema eléctrico de potencia a través de mediciones en tiempo real.



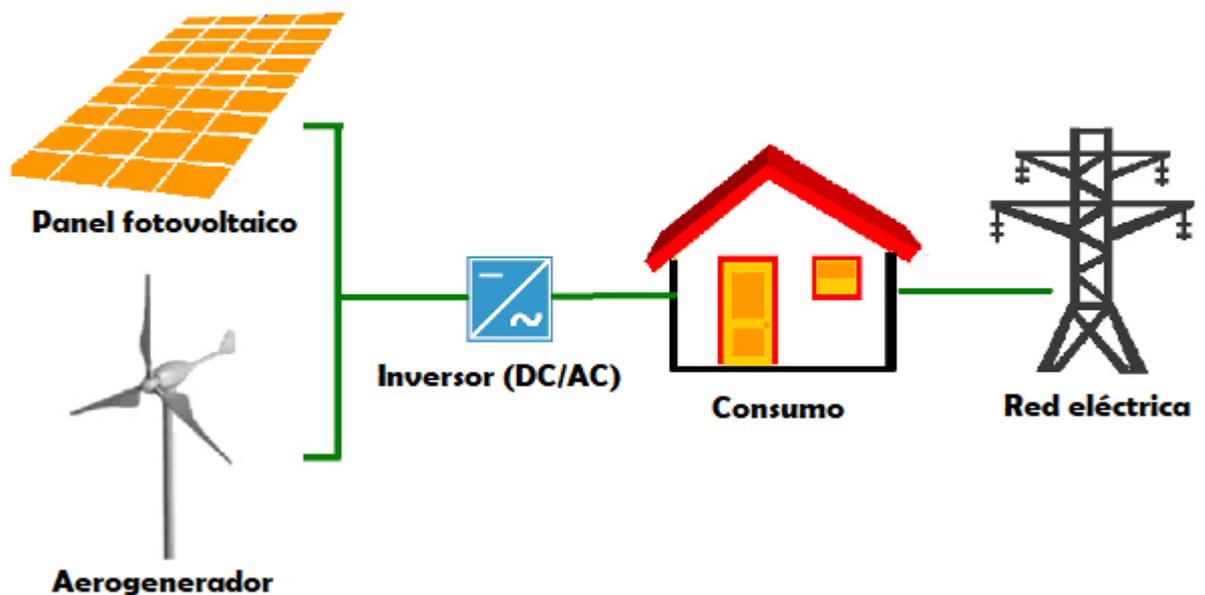
**Figura 1.2:** Diagrama de bloques de generación distribuida.

Como se mencionó anteriormente, la implementación de energías limpias como fuente amigable con el medio ambiente, es una excelente solución de generación eléctrica. Debido que no tiene la necesidad de quemar algún combustible que pueda desprender elementos contaminantes a la atmósfera. Por otra parte, la mayoría de estas energías son intermitentes y eso genera variaciones en los niveles de voltaje que entregan las energías renovables y por consecuencia desbalances de potencias suministrados a la red eléctrica.

Debido a las variaciones producidas por las fuentes de energía renovable, no es posible conectarse a un sistema eléctrico de potencia sin antes garantizar una conexión continua y estable. Por lo tanto, la asociación mundial de ingenieros eléctricos dedicada a la tecnología y la innovación llamado el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE, por sus siglas en inglés), ha propuesto un estándar para la interconexión e interoperabilidad de un recurso de energía distribuido que desee conectarse a un sistema eléctrico de potencia[11].

El estándar IEEE 1547-2018 es una referencia internacional para mantener la interconexión entre un recurso de energía distribuida con un sistema eléctrico de potencia de manera segura y garantizando calidad de energía hacia el consumidor. Por lo tanto, los recursos de energía distribuida basados en energías renovables necesitan un acondicionamiento de energía adecuado y eficiente para interconectarse, generando la necesidad de utilizar dispositivos de electrónica de potencia.

La Figura 1.3 muestra un esquema de generación distribuida utilizando fuentes de energía renovable que alimentan una carga doméstica a través de un convertidor de electrónica de potencia y además la carga puede ser suministrada por la red eléctrica principal.



**Figura 1.3:** Integración de fuentes de energía renovable.

El concepto de regulación de voltaje refiere a mantener el nivel de voltaje en un valor nominal o de referencia para la Micro-red, así como su frecuencia en valores nominales, para evitar daños a equipos electrónicos sensibles a estos parámetros. Por otro lado, al buscar un balance de potencias adecuado, se refiere a que la Micro-red pueda satisfacer la demanda de sus cargas locales de manera ininterrumpida.

Por otra parte, una Micro-red puede operar de manera conectada o aislada a la red eléctrica por medio de un punto de conexión controlado ya sea por decisión propia del

operador de la Micro-red o debido a una perturbación para mantener la red eléctrica intacta.

Su operación de manera conectada a la red brinda referencias de voltaje y de frecuencia a los cuales la Micro-red debe de operar para poderse conectar y esta debe de manejar el intercambio de potencias generadas por las fuentes de generación distribuida y abastecer las cargas. Por otra parte, si opera en modo aislado a la red principal, la Micro-red debe operar en valores nominales de voltaje y frecuencia impuestos por el operador de la Micro-red que garanticen el suministro de energía a la carga de manera local.

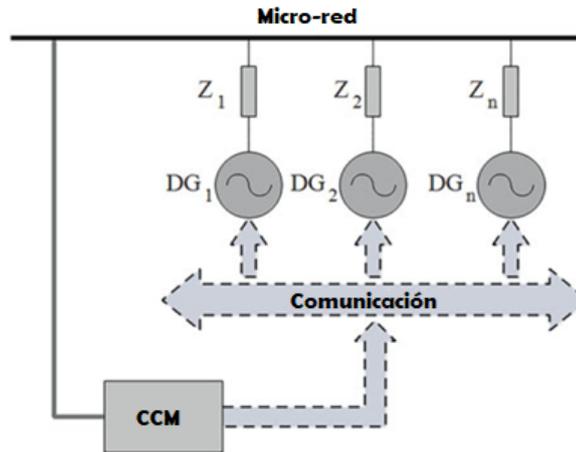
La integración de fuentes de energía renovables dentro de la Mico-red hace sobresalir la naturaleza de estas fuentes de energía limpia, cuyas potencias generadas son intermitentes. Este problema de acondicionamiento de potencias y de la estabilidad de voltaje y frecuencia a lo largo de la Micro-red se soluciona colocando dispositivos de electrónica de potencia que tengan como referencia valores de voltaje y corriente deseados.

Por lo tanto, las Micro-redes a través de un sistema de control aseguran que los problemas de acondicionamiento e integración de generación distribuida converjan a un valor deseado o nominal. En la literatura de Micro-redes normalmente se utiliza una jerarquía de control de dos niveles para estos convertidores de electrónica de potencia, las cuales pueden tener una naturaleza centralizada o distribuida[9]. Esto hace que en todos los nodos dentro del sistema se tenga un balance de potencias adecuado regulando el voltaje y la frecuencia que entregan las fuentes de energía renovable.

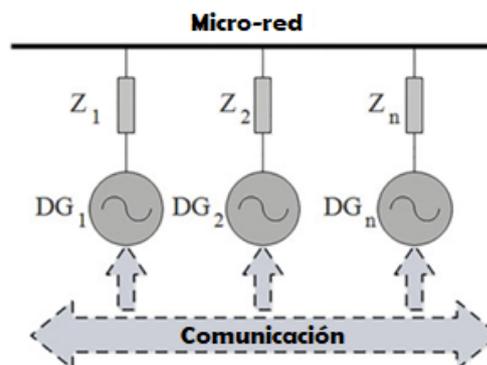
Las características de un esquema de control centralizado y distribuido son:

- Centralizado: Una estructura de control centralizada como se muestra en la Figura 1.4, recibe la información y localización de todo el sistema en un centro de control de la Micro-red (CCM) donde analiza y toma acciones de control si existen desviaciones con respecto a una referencia. Las desventajas que tiene esta estructura es que son muchas variables y mucha información almacenada en un solo sistema, lo cual en caso de alguna falla la Micro-red queda inoperable.
- Distribuido: Una estructura de control distribuida representada en la Figura 1.5, solo necesita información local de cada sistema dentro de la Micro-red donde los controles toman información de los nodos vecinos y analizan los datos para tomar acciones de control coordinadas, para reducir las desviaciones con respecto a una referencia. Además, no requiere una gran estructura de comunicación para operar y en caso de una perturbación, el sistema puede seguir operando gracias a los enlaces de comunicación.

El control primario normalmente usa el mecanismo de Caída (Droop, por sus siglas en inglés). Este permite la regulación descentralizada de voltaje y frecuencia locales



**Figura 1.4:** Estructura de control centralizada en Micro-redes de potencia.



**Figura 1.5:** Estructura de control distribuida en Micro-redes de potencia.

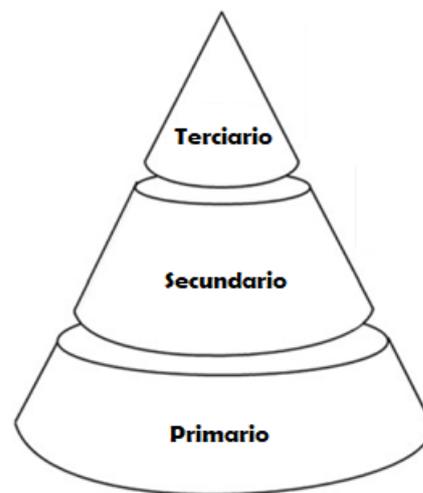
de la micro-red por parte de los inversores. El método Droop también permite a los inversores compartir la potencia real y reactiva requerida por las cargas. Este método es utilizado debido a que simula el comportamiento de una máquina síncrona, disminuyendo el voltaje suministrado cuando la frecuencia del sistema disminuye.

Este control se encarga de generar referencias para los lazos de corriente y voltaje de la generación distribuida. Las desventajas del control de Droop son las desviaciones de frecuencia y voltaje que genera, además de que por sí solo, no alcanza un intercambio de potencia óptimo dentro de la Micro-red.

El control secundario busca compensar las limitantes que tiene el control Droop y tener un acondicionamiento eficiente de la potencia eléctrica. Puede tener una estructura centralizada o distribuida y se dedica a restaurar niveles de frecuencia y voltaje

así como mejorar el desempeño del control primario brindando correcciones al control primario para hacerlo eficiente.

El último nivel de control en una Micro-red es el control terciario, el cual algunas literaturas no lo consideran. Otras en [7], consideran que este nivel de control actúa como administrador del flujo de potencia entre la Micro-red y la red principal, además mantiene informada a la Micro-red de los precios del mercado y busca el funcionamiento óptimo para la Micro-red operando de manera aislada o conectada a la red principal.



**Figura 1.6:** Jerarquía de control de una Micro-red.

La motivación de este trabajo de tesis es el estudio de las Micro-redes de potencia debido al uso de energías renovables lo que las convierte en fuentes de energía amigables con el medio ambiente. Esto en conjunto con el beneficio económico que puede brindarle al usuario el poder suministrar energía eléctrica a la red principal y abastecer su propia demanda por el mismo.

Una vez incluida la electrónica de potencia dentro de la Micro-red y los dispositivos activos como son los capacitores e inductores para realizar una etapa de filtración. Se genera una naturaleza no lineal debido a la carga del sistema eléctrico de potencia. Esto hace importante analizar las Micro-redes de potencia por medio de modelos no lineales haciendo uso de la teoría de control no lineal, tanto, para el convertidor de electrónica de potencia como para el sistema de control jerárquico es importante contar con un esquema de control que mantenga a la Micro-red operando de manera segura y eficaz.

Una de las técnicas de control más utilizadas en dispositivos de electrónica de potencia es el control Proporcional, Integral y Derivativo (PID). Esta técnica de control tiene la ventaja de que no necesita conocer el modelo que se desea controlar, es fácil de

implementar debido a su metodología de ganancias y cuando cierra el lazo de control puede llegar a minimizar el error de manera eficaz. La desventaja de esta metodología de control es la sintonización del controlador, su pobre desempeño ante sistemas no lineales y la demostración formal de las propiedades de estabilidad en lazo cerrado.

Otra de las técnicas utilizadas como esquemas de control es el control de modos deslizantes. Esta técnica no ocupa el modelo del sistema completamente, y puede resolver problemas de control v complejos demostrando propiedades de estabilidad con convergencias en tiempo finito. Una desventaja de este esquema de control es el costo y la energía que se requiere parte del control por alcanzar el objetivo y el grande esfuerzo de control debido a las altas ganancias que se utilizan para demostrar las propiedades de estabilidad en lazo cerrado.

Por otro lado, existen grupos de investigación que basan sus propuestas en análisis rigurosos de estabilidad proponiendo esquemas de control basados en modelo haciendo uso de la teoría de control de sistemas no lineales. Entre ellos, un tipo de esquema de control que ha generado resultados de interés es el Control Basado en Pasividad (CBP) [20]. La etapa en la que se encuentra actualmente es el desarrollo de esquemas de control del tipo CBP la cual está desarrollada en [4], [5], [3] y trabajos con integración de recursos de energía renovable como el presentado en [21]. Estas propuestas no han sido sometidas a un análisis de viabilidad en términos de los estándares establecidos respecto a las condiciones que se deben satisfacer para ser considerados en un medio ambiente práctico.

El interés que tiene el trabajo de tesis que se presenta es el de evaluar bajo el estándar internacional IEEE 1547-2018 [11] a un esquema de control del tipo CBP para determinar, en primera instancia, su viabilidad de implementación en un contexto práctico.

## 1.2. Antecedentes

Actualmente en la literatura de electrónica de potencia se lleva a cabo el estudio de diferentes topologías para inversores trifásicos con paneles fotovoltaicos. Las topologías más utilizadas en la industria son presentadas en [13], donde se abarcan las cuatro topologías más importantes en inversores con paneles solares, como son el inversor cadena, inversor multi cadena, inversor centralizado y el inversor modular. Demostrando que para aplicaciones para sistemas eléctricos de potencia los que brindan un mayor suministro de energía a la red eléctrica son los inversores centralizados y dependiendo de su configuración tienen diferentes aplicaciones.

Otro estudio de topologías en inversores se presentan en el artículo de [1], donde

muestran un panorama bastante amplio en sistemas que consisten en un generador fotovoltaico y un inversor trifásico compuesto de diferentes dispositivos como lo son MOSFET, diodos, IGBT y transistores. Estos dispositivos pueden operar como fuentes de voltaje (VSI, por sus siglas en inglés), fuentes de corriente (CSI, por sus siglas en inglés) y fuentes de impedancia (ZSI, por sus siglas en inglés.).

La integración de las Micro-redes de potencia operando en modo asilado como se presenta en [17], [15], [30] y el control jerárquico que se utiliza se ve analizada en el artículo de [27], donde se propone un esquema de control jerárquico para mejorar la calidad de voltaje de un bus de carga sensible dentro de una Micro-red. La estructura de control consta de un nivel primario encargado de los controladores locales de la generación distribuida y un control secundario central que reduce el desequilibrio de voltaje y la distorsión armónica en la Micro-red. El nivel secundario funciona mediante el envío de señales de control adecuadas al nivel primario. Los resultados de la simulación de este trabajo muestran que la calidad del voltaje se mejora significativamente al usar el método de compensación propuesto, mientras que la calidad de corriente queda aún como un tema libre a investigar.

La extensión del trabajo de [28] donde se propone una metodología de control para micro-redes se muestra en [29]. Busca implementar un tercer módulo, pero de regulación de potencia activa además de los dos módulos de voltaje y potencia reactiva ya implementados en su trabajo previo. Aquí podemos observar que los voltajes disminuyen sus desviaciones y la frecuencia si es reportada y con el control secundario alcanza el valor nominal, mientras que las potencias activas y reactivas brindan potencias equitativas en toda la Micro-red. También se muestran varios escenarios donde se desconecta una fuente distribuida, se aumenta la carga o se desconecta la comunicación de algún nodo, con lo que el comportamiento del control se ve comprometido, pero logra alcanzar en pocos segundos el estado estable.

El trabajo de tesis en [14], presenta la configuración óptima y estrategias de control para una micro-red con un sistema fotovoltaico, un sistema de almacenamiento y motores diésel. Se realizó el dimensionamiento, control y gestión de energía tanto en modo aislado como modo conectado a la red. Para el modo aislado se propuso una estrategia de control de voltaje y frecuencia mediante el uso de métodos de control adaptativo para el control de Droop [28]. Donde a través de varios escenarios muestran que la frecuencia regresa a su estado nominal, pero los voltajes no llegan a mantenerse todos en un mismo valor, aunque sí es un estado óptimo.

El trabajo presentado en [8], ofrece una nueva propuesta par un control basado en pasividad distribuido para micro-redes de corriente directa (CD), este esquema de control utiliza la red de comunicación para realizar inyección de corriente equitativa entre todas las cargas utilizando un algoritmo de consenso, además de regular el voltaje nominal de la Micro-red en todos los nodos y garantizando una convergencia en

estado estable. Este control basado en pasividad tampoco ha sido evaluado para un desempeño práctico.

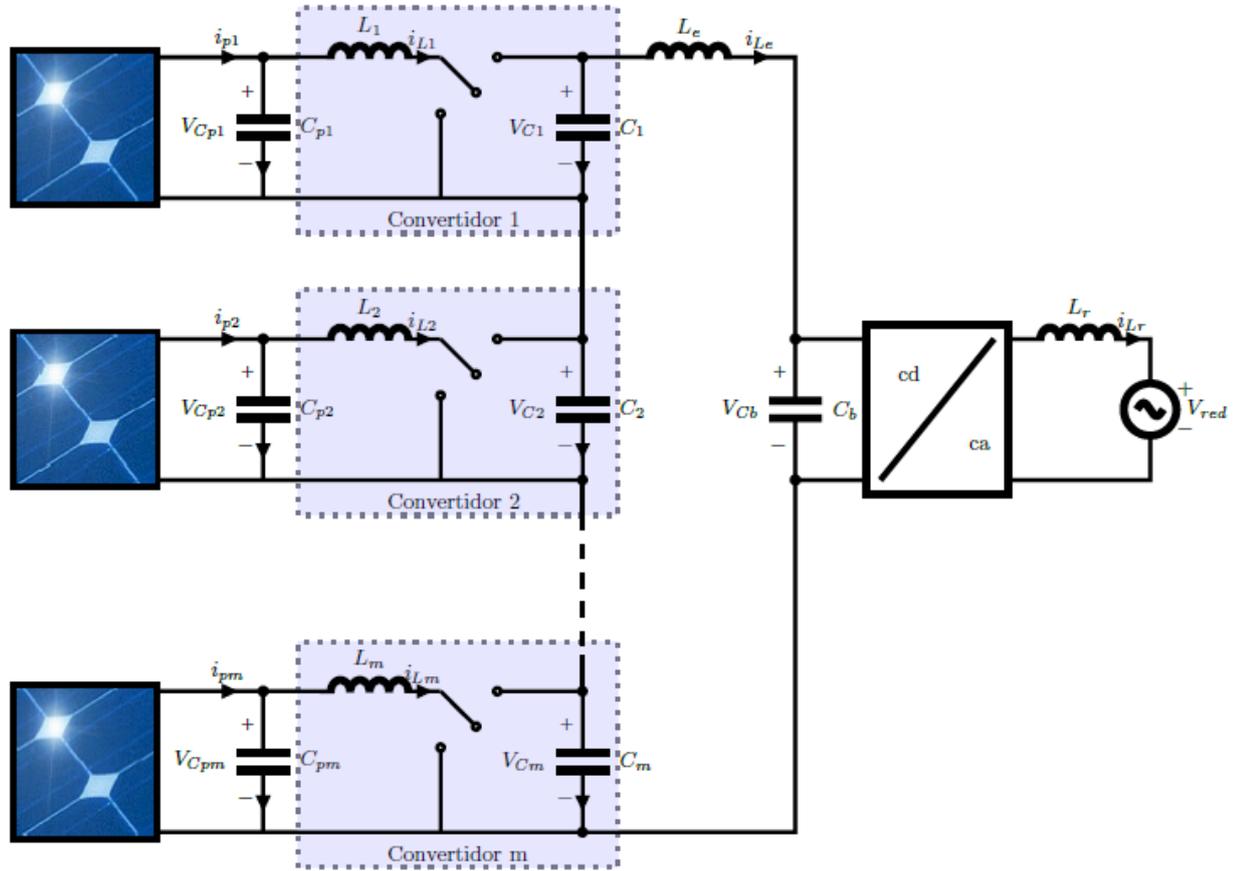
Las técnicas de control para convertidores de electrónica de potencia existen en gran variedad, por ejemplo las técnicas de control por PID no dependen de un modelo para realizar el control, además de que no tienen pruebas formales de estabilidad y la sintonización es complicada. Por lo que la técnica de control basada en pasividad que se introduce en [20], es una técnica basada en modelo, con pruebas formales de estabilidad y de fácil sintonización que explota las propiedades energéticas de los sistemas lineales o no lineales, la técnica se encuentra en desarrollo y no ha sido evaluada en un contexto práctico.

Las estrategias de control basadas en pasividad para Micro-redes de potencia se presentan en [3] se propone un esquema de control para micro-redes que asegura la regulación de voltaje en todos sus nodos, así como un balance de potencias entre las cargas y la generación. Este controlador basado en modelo garantiza estabilidad asintótica en lazo cerrado para el sistema y además resuelve flujos de potencia en tiempo real. El controlador basado en pasividad utilizado en este trabajo no ha sido evaluado por ningún estándar internacional para garantizar su implementación práctica.

Uno de los trabajos más recientes que involucran un control basado en pasividad para sistemas fotovoltaicos es el presentado en [21], donde se implementa un control basado en pasividad para el inversor y los micro convertidores del panel fotovoltaico como se muestra en la Figura 1.7, con la finalidad de utilizar el algoritmo de máxima extracción de potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) en cada módulo fotovoltaico. Debido a que los sombreados parciales que presentan los paneles debido a las nubes o agentes externos impiden la máxima extracción de energía de estos sistemas. Como tema abierto, este control basado en pasividad no fue integrado a una red eléctrica ni evaluado por ningún estándar internacional.

La integración de paneles fotovoltaicos a la redes eléctricas ha sido estudiado por diversos autores, en [24] se presenta la evaluación de un sistema fotovoltaico con respecto al estándar IEEE 1547-2018, otro trabajo propuesto en [22] presenta el estudio de la integración de un sistema fotovoltaico de 9.1 [KW] a una red eléctrica de bajo voltaje de 220[V] línea a línea y 60[Hz] de frecuencia nominal. Dicha integración se analizó de acuerdo con el estándar IEEE 1547-2018 demostrando que cumple con los niveles de voltaje y frecuencia al momento de sincronizarse y conectarse, sin embargo, los armónicos de voltaje que genera el panel fotovoltaico en estado estable superan los límites establecidos por el estándar.

El trabajo presentado en [31], compara el desempeño de diferentes estrategias de control implementadas en inversores monofásicos de generación distribuida ante perturbaciones de voltaje producidas por un sistema eléctrico de potencia interconectado.



**Figura 1.7:** Ortega Velázquez, Espinosa Pérez, Espinosa Trejo 2018. Sistema fotovoltaico con seguimiento de punto de máxima potencia distribuido Recuperado de [21].

Esta comparación busca evaluar el desempeño de los controladores ante perturbaciones de ride-through y que no supere los límites establecidos por el estándar IEEE 1547-2018. Los resultados obtenidos en este trabajo demuestran que la estrategia de control de voltaje y corriente logra soportar las perturbaciones de ride through en inversores monofásicos.

En toda la literatura estudiada para el desarrollo de este trabajo de tesis, es importante destacar que el control centralizado ha dejado ver varias desventajas como la incapacidad de desconectar de manera arbitraria alguna fuente de generación durante la operación del sistema, además de la falta de capacidad para operar la Micro-red sin el control centralizado y la complejidad de información que tiene que almacenar y procesar el controlador central. A pesar de poder regular adecuadamente los voltajes y potencias en toda la Micro-red, el uso de un controlador central requiere mucho trabajo de cómputo y eso lo vuelve más tardado que otro esquema de control.

La eficiencia y resultados de los controladores distribuidos muestran mayor ventaja en la literatura, debido a su capacidad de responder rápidamente ante alguna perturbación, el trabajo de cómputo que necesita hacer cada controlador es menor y es local sobre cada inversor. Eso lo vuelve más eficiente y también da una seguridad de operación la Micro-red, ya que de desconectarse algún controlador el sistema, la Micro-red podría seguir operando de manera estable. Es por eso por lo que los problemas a resolver quedarían en la implementación de controladores distribuidos en una Micro-red y la evaluación de dichos controladores para la correcta integración a una red eléctrica, orientando este trabajo hacia la óptima regulación de voltaje, potencias y frecuencia de una Micro-red.

### 1.3. Objetivo de la Tesis

Debido a los temas abordados en la literatura de control en Micro-redes, de sus modos de operación, de su arquitectura de control y soluciones ya documentadas. El trabajo de tesis presentado busca evaluar un esquema de control basado en pasividad para un recurso de energía distribuida que se conecta a un sistema eléctrico de potencia. Para realizar la integración del recurso de energía distribuida y evaluar su desempeño se considera el estándar internacional IEEE 1547-2018 [11].

El problema planteado tiene como base las siguientes hipótesis:

- Dado que las Micro-redes de potencia se pueden modelar como circuitos eléctricos interconectando cargas, generación y convertidores de electrónica de potencia, es posible obtener un modelo matemático que describa el comportamiento de la Micro-red.
- El modelo que describe el comportamiento dinámico de una Micro-red está dado en términos de ecuaciones diferenciales incluso de naturaleza no lineal y es posible diseñar un modelo dinámico no lineal para el circuito que representa a una Micro-red.
- Dado que el modelo que representa a la Micro-red es un sistema dinámico no lineal, es posible aplicar técnicas de teoría de control no lineal para analizar y diseñar esquemas de control para Micro-redes.
- Dado que el estándar internacional IEEE 1547-2018 pertenece a un organismo reconocido mundialmente y dicho estándar es referencia en distintos códigos de red, es posible evaluar el comportamiento del recurso de energía distribuida.

Bajo las condiciones anteriores el problema abordado en este trabajo de tesis empieza dado por el modelo matemático de un recurso de energía distribuido e incluyendo

un esquema de control diseñado bajo la teoría de control basado en pasividad. Donde la evaluación de dicho esquema determinará si el esquema considerado satisface los estándares planteados para demostrar la viabilidad de implementación en un contexto práctico.

Esta evaluación incluye los modos de operación básicos en una Micro-red, regulación de voltaje y de frecuencia, control de factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y armónicos de voltaje entregados por la fuente de generación distribuida.

## 1.4. Metodología

El proceso para la realización del trabajo de tesis está dado por:

1. Recopilación de material bibliográfico acerca del control jerárquico sobre las Micro-redes, donde se explican las problemáticas ya resueltas para control de voltaje, frecuencia y flujos de potencia.
2. Obtención de un modelo matemático de una Micro-red de potencia, tomando en consideración todos los elementos que al involucran, como son componentes activos, pasivos y dinámicos de un sistema eléctrico.
3. Identificación y formulación de los problemas de control que necesitan ser resueltos, tales como desviaciones de voltajes e intercambio de potencias en la Micro-red.
4. Diseño de una propuesta de esquemas de control desde la teoría de sistemas dinámicos que abarquen la dinámica de la Micro-red de potencia para poder resolver los problemas de control ya identificados.
5. Implementación del esquema de control basado en pasividad y evaluación de acuerdo al estándar IEEE 1547-2018.
6. Obtención de resultados, conclusiones y formulación de trabajo futuro.

## 1.5. Estructura de la Tesis

El contenido de este trabajo de tesis está dividido en cinco capítulos. En el Capítulo 2 se desarrolla el modelado matemático de la Micro-red mientras que en el Capítulo 3 se presenta la propuesta del esquema de control desde la teoría de sistemas dinámicos no lineales. Se aborda una propuesta de control de voltaje y corriente para un recurso de energía distribuido conectado a un sistema eléctrico de potencia, explicando sus características, sus propiedades matemáticas y propiedades de estabilidad. Por otra parte, en el Capítulo 4 se realiza la evaluación de dicho control, buscando que el modelo

matemático propuesto, el modelo de circuito eléctrico y el modelo con dispositivos conmutados cumplan con los requisitos de operación normal del estándar IEEE 1547-2018. Finalmente, en el Capítulo 5 se desarrollan las conclusiones del análisis del control basado en pasividad al integrarse a un sistema eléctrico de potencia y se propone el trabajo a futuro.

# Modelo matemático de Micro-red

---

## 2.1. Topología

Como se mencionó en el capítulo anterior, por cuestiones ambientales y de sustentabilidad se tiene una diversificación de fuentes de energía muy amplia, donde cada vez es más evidente el uso de fuentes de energía renovable como el mar, viento, sol, hidrógeno, etc. Tales fuentes de energía renovable se intentan incluir a la estructura actual de los sistemas eléctricos de potencia (SEP).

Por lo tanto, surge la necesidad de acondicionar la energía generada por estas fuentes de energía intermitente tratando de asegurar un abastecimiento de energía continua y sin interrupciones, por lo que es necesario utilizar dispositivos de electrónica de potencia.

El sistema propuesto para su evaluación consiste en un SEP trifásico, conectado a diversas cargas de naturaleza lineal y no lineal. Un recurso de energía distribuida (RED) que se conecta en paralelo con la carga y con el SEP. El recurso de energía distribuida (RED) considera una entrada de energía de corriente directa (CD) constante, que para efectos de significado representa un panel fotovoltaico conectado del lado de CD del convertidor de electrónica de potencia.

### 2.1.1. Electrónica de potencia

La electrónica de potencia es definida como la aplicación de la electrónica de estado sólido para el control y la conversión de la energía eléctrica [6]. Se basa en la conmutación de dispositivos semiconductores como diodos, transistores, tiristores, mosfets, etc.

La principal función de la electrónica de potencia es la transformación o la conversión de energía eléctrica. Actualmente el desarrollo de la tecnología de los semi-

conductores ha permitido que la capacidad de manejo de la energía y la velocidad de conmutación aumente en gran manera. Cabe mencionar que la característica de conmutación de los dispositivos semiconductores puede ser controlada o no controlada.

Los circuitos convertidores dentro de la electrónica de potencia se pueden dividir en:

- Convertidores de corriente alterna a corriente alterna (CA/CA).- Este tipo de convertidores también llamados reguladores de corriente alterna (CA), se utilizan para obtener un voltaje senoidal a partir de una corriente alterna fija.
- Convertidores de corriente directa a corriente directa (CD/CD).- Busca manipular el valor del voltaje de una fuente de corriente directa (CD) a partir de un voltaje de CD, también son conocidos como pulsadores.
- Convertidores de corriente alterna a corriente directa (CA/CD).- Este convertidor permite obtener un voltaje fijo o controlado de CD a partir de un voltaje de CA.
- Convertidores de corriente directa a corriente alterna (CD/CA).- Mayormente conocidos como inversores, son alimentados por una fuente de CD y permiten obtener un voltaje a la salida de CA.

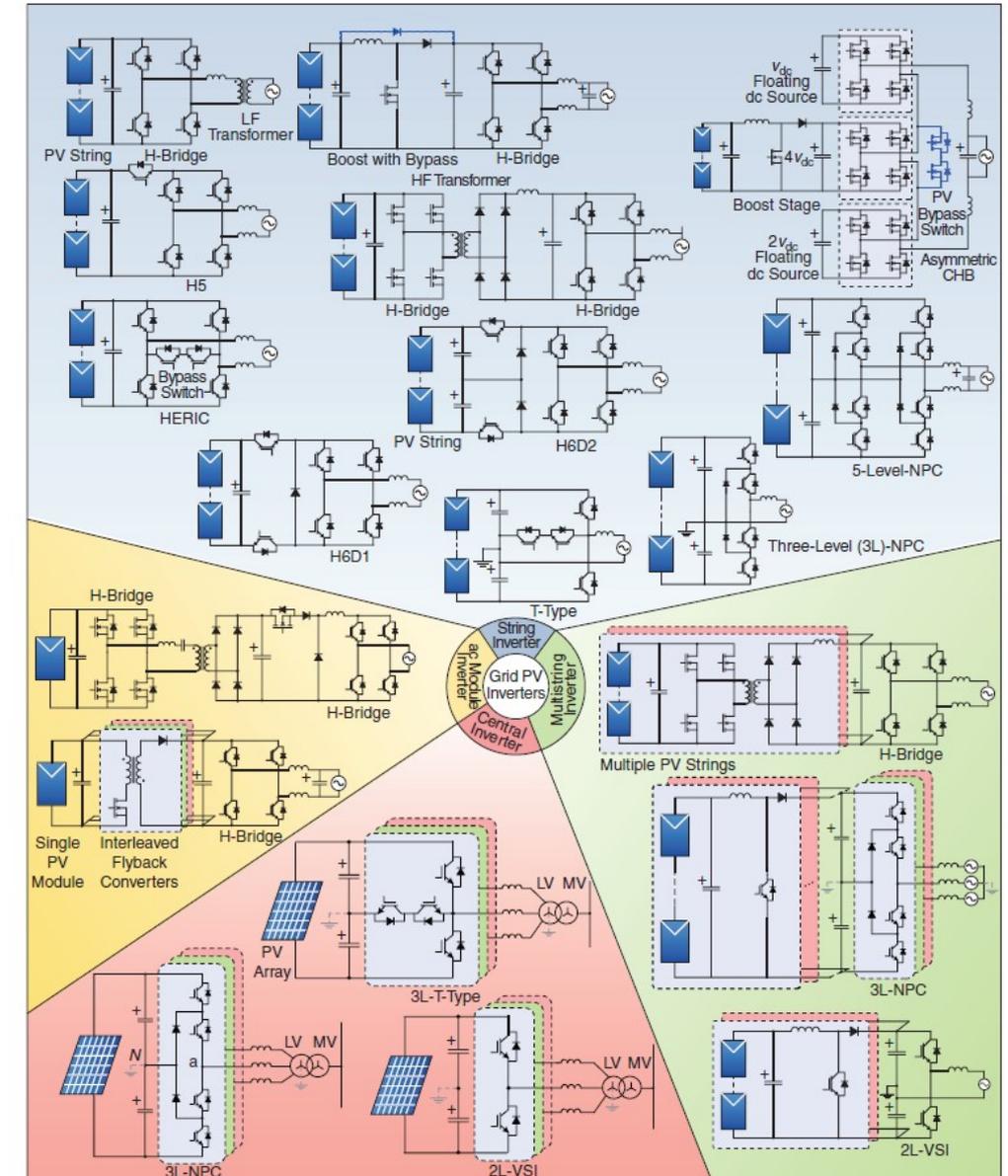
Como parte de la etapa de electrónica de potencia, se utilizo un convertidor inversor de CD/CA, ya que cuentan con la capacidad de convertir el voltaje de corriente directa a corriente alterna, con magnitud y frecuencia deseados. Las características principales, funcionamiento y aplicación, se explican a mayor detalle a continuación.

### 2.1.2. Paneles fotovoltaicos

En los años recientes la interconexión de sistemas fotovoltaicos a las redes eléctricas de potencia ha evolucionado debido a la tecnología de la electrónica de potencia y a la constante necesidad de satisfacer la demanda de cargas sin utilizar elementos contaminantes.

Los sistemas con paneles fotovoltaicos (PFs) conectados a las redes eléctricas ya cuentan con una diversidad de topologías de inversores. Debido a la reducción de costos e incremento en la eficiencia por parte de los módulos fotovoltaicos, la integración de PFs ha ido incrementando los últimos 10 años [13].

El objetivo de un inversor es generar energía eléctrica de corriente alterna (CA) a partir de una fuente de energía de corriente directa (CD), con magnitudes y frecuencias deseadas. Se constituye principalmente por dispositivos electrónicos de potencia, que trabajan como interruptores operando en corte y saturación con una secuencia apropiada para obtener tres voltajes de salida balanceados. Cualquier tipo de inversor



**Figura 2.1:** Topologías de inversores industriales más utilizadas, [13].

(monofásico ó trifásico) utilizan dispositivos con activación y desactivación controlada (es decir BJT, MOSFET, IGBT, MCT, SIT, GTO), según la aplicación.

Los PFs conectados a una red eléctrica se clasifican dependiendo del arreglo de módulos que conforman el panel fotovoltaico, tales como: modulo simple, cadena de módulos, multi cadena de módulos y arreglos (cadenas de módulos conectados en para-

lelo) y el módulo fotovoltaico recibe el nombre de la configuración del inversor mostrados en la Figura 2.1: inversor modular de corriente alterna (CA), inversor de cadena, inversor multi-cadena e inversor central.

- Inversor modular de Corriente alterna (CA).- Esta configuración utiliza un inversor para cada módulo fotovoltaico en el sistema y también se llama inversor modular integrado o micro-inversor debido a su pequeño tamaño y su baja tasa de conversión de potencia. Es capaz de generar alrededor de 30[V] y requiere de elevación si se desea conectarse a una red eléctrica de nivel alto de voltaje.
- Inversor de cadena.- Utiliza una conexión en serie de PVs conectados a una red eléctrica. Puede dividirse en dos topologías las que dependen de una etapa de CD/CD la cual desacopla el control de máxima extracción de potencia (por sus siglas en inglés, MPPT) del control del lado de la red eléctrica (a base de flujo de potencia activa y reactiva) manteniendo un nivel de voltaje fijo del lado de CD. La otra topología incluye un transformador que busca elevar el nivel de voltaje, aunque este puede ser opcional usando cadenas de inversores.
- Inversor multi-cadena.- Es un arreglo más desarrollado del inversor de cadena, donde varias cadenas están interconectadas con su propio convertidor CD/CD a un inversor común CD/CA. Cada cadena se puede controlar individualmente y cubre plantas desde 3-10[KW].
- Inversor centralizado.- Esta topología utiliza un único inversor para todo el arreglo de PFs. Esta es confiable y en la etapa de conversión es eficiente haciendo de esta la opción mas común en sistemas de larga escala ya que opera a menos de 1[KV] del lado de CD y llega a suministrar potencias de hasta 850[KW].

### 2.1.3. Filtrado

Tomando en cuenta la integración de dispositivos de electrónica de potencia, en este trabajo tesis se considera un sistema conformado por un convertidor CD/CA encargado de transformar la corriente de directa a corriente alterna, para el cual una etapa muy importante corresponde al filtrado de las señales que genera dicho convertidor.

El filtrado de una señal permite discriminar señales no deseadas conocidas como armónicos, los cuales son múltiplos enteros de una frecuencia fundamental de una señal senoidal. Existen diferentes filtros en la literatura. Existen principalmente dos clases de filtros:

- Pasivos.- Están formados por elementos pasivos como resistencias, inductores y capacitores en configuraciones serie y paralelo. Estos filtros están diseñados para permitir el paso de un rango de frecuencias.

- Activos.- Los filtros activos utilizan dispositivos como amplificadores operacionales, transistores y elementos pasivos.

Además de su clasificación por elementos involucrados en el filtrado, existen cinco tipos de filtros los cuales modificaran la señal de salida con contenido espectral específico:

- Pasabajas.- Este filtro se encarga de dejar pasar las frecuencias inferiores a la frecuencia de corte ( $f_c$ ), mientras que atenúa todas las demás frecuencias superiores a la frecuencia de corte.
- Pasaaltas.- Atenúa todas las frecuencias menores a la ( $f_c$ ), pero permite el paso de las frecuencias superiores a la misma.
- Pasabanda.- El filtro deja pasar un rango de frecuencias delimitadas por la frecuencia de corte inferior ( $f_{ci}$ ) y la frecuencia de corte superior ( $f_{cs}$ ).
- Rechazabanda.- Este filtro discrimina un rango de frecuencias delimitadas por la frecuencia de corte inferior ( $f_{ci}$ ) y la frecuencia de corte superior ( $f_{cs}$ ). El valor definido entre estas dos frecuencias se le llama ancho de banda.
- Pasatodo.- Este filtro no modifica el espectro en magnitud, solo afecta la fase, se emplea para derivar o integrar una señal.

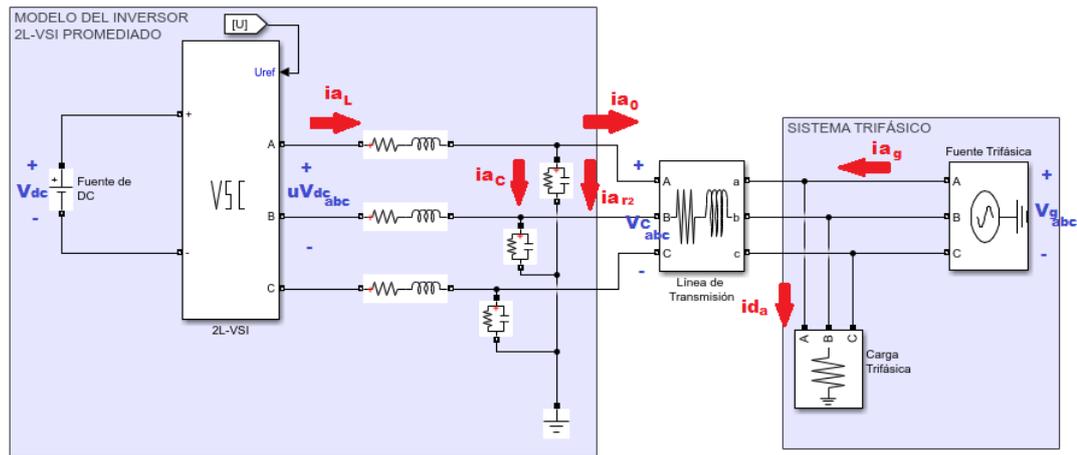
Finalmente, a la salida del inversor se tiene regularmente un filtro de segundo orden paso bajas RLC que, como su nombre lo dice, solo permite el paso de frecuencias bajas y atenúa las frecuencias altas. Está compuesto por tres elementos, una resistencia, un inductor y un condensador. Se le conoce como filtro pasivo porque solo está compuesto por elementos pasivos y es de segundo orden porque contiene dos elementos reactivos (un condensador y un inductor). Estos elementos reactivos serán de nuestro interés gracias a su capacidad de almacenamiento y disipación de energía.

Por lo tanto, para propósitos de este trabajo de tesis se utilizará la topología de inversor centralizada con la configuración fuente de voltaje de dos niveles (2L-VSI, por sus siglas en inglés), compuesto por tres medios puentes conectados a un solo enlace de CD que funciona por debajo de 1,000[V]. La etapa de filtrado ha sido integrada a dicha topología como salida de la etapa de potencia, tomando en cuenta que la salida de los inversores contiene armónicos que se desean discriminar para obtener una señal senoidal como salida final.

## 2.2. Descripción del sistema

El modelo propuesto para este trabajo de tesis se muestra en la Figura 2.2 debido a su bajo costo, fácil controlabilidad y que resalta las variables que se desean observar, como lo es valores de voltaje, frecuencia y flujo de potencias. Se busca que estas variables

se encuentren en los rangos aceptables del estándar IEEE 1547-2018, para la interconexión de recursos de energía distribuida (RED) y un sistema eléctrico de potencia (SEP).



**Figura 2.2:** Modelo del sistema trifásico con inversor centralizado.

La topología está constituida por un inversor centralizado con la configuración fuente de voltaje de dos niveles 2L-VSI, el cuál está compuesto por tres medios puentes conectados a una fuente de voltaje de corriente directa (CD) que opera a 800[V] de manera constante e ininterrumpida. Esta configuración a la salida cuenta con un filtro de segundo orden paso bajas RLC y representará el recurso de energía distribuida (RED) que se desea conectar a un sistema eléctrico de potencia (SEP).

El SEP va a estar representado por una fuente trifásica balanceada conectada a una carga lineal y no lineal en paralelo y contará con una línea de transmisión que conectará el RED con el SEP. El RED antes de poder conectarse y aportar al SEP con potencia suministrada primero debe asegurar un correcto control sobre su voltaje y corriente a la salida y posteriormente el interruptor colocado entre la línea de transmisión y el SEP se cerrará permitiendo la interconexión de ambos sistemas.

### 2.2.1. Modelo Matemático

Dadas las hipótesis presentadas en este proyecto de tesis, que remarcan la capacidad de representar una Micro-red como circuitos eléctricos y por consiguiente representar un modelo matemático de la misma, es posible realizar el análisis del comportamiento dinámico por medio de las ecuaciones de voltajes y corrientes de Kirchhoff [3], dadas por:

$$\begin{array}{l|l}
 C \frac{dV_{c_a}}{dt} - i_{L_a} + \frac{V_{c_a}}{R_2} = -i_{o_a} & L \frac{di_{L_a}}{dt} + R_1 i_{L_a} + V_{c_a} = u_a V_{cd} \\
 C \frac{dV_{c_b}}{dt} - i_{L_b} + \frac{V_{c_b}}{R_2} = -i_{o_b} & L \frac{di_{L_b}}{dt} + R_1 i_{L_b} + V_{c_b} = u_b V_{cd} \\
 C \frac{dV_{c_c}}{dt} - i_{L_c} + \frac{V_{c_c}}{R_2} = -i_{o_c} & L \frac{di_{L_c}}{dt} + R_1 i_{L_c} + V_{c_c} = u_c V_{cd}
 \end{array}$$

Donde el recurso de energía distribuida (RED) está representado del lado de AC del inversor por un capacitor (C), el inductor (L), la resistencia parásita en paralelo del capacitor ( $R_2$ ) y la resistencia en serie del inductor ( $R_1$ ), los cuales tendrán el mismo valor. El inversor 2L-VSI en su lado de CD tiene conectada una fuente de CD con un voltaje  $V_{cd}$  y la entrada de control del inversor (U) es una señal trifásica desfasada  $120^\circ$ .

Dado que el SEP está compuesto por una fuente trifásica balanceada, una carga trifásica y una línea de transmisión, el modelo del que se estudiará su comportamiento será el del RED. El diagrama mostrado en Figura 2.2 suponemos que es un sistema trifásico balanceado, por lo tanto, es posible trabajar de manera más simplificada utilizando la transformación al marco de referencia dq0 por lo que se obtiene el siguiente modelo:

$$\begin{array}{l|l}
 C \frac{dV_{c_d}}{dt} - i_{L_d} + \frac{V_{c_d}}{R_2} - \omega C V_{c_q} = -i_{o_d} & L \frac{di_{L_d}}{dt} + R_1 i_{L_d} + V_{c_d} - \omega L i_{L_q} = u_d V_{cd} \\
 C \frac{dV_{c_q}}{dt} - i_{L_q} + \frac{V_{c_q}}{R_2} + \omega C V_{c_d} = -i_{o_q} & L \frac{di_{L_q}}{dt} + R_1 i_{L_q} + V_{c_q} + \omega L i_{L_d} = u_q V_{cd}
 \end{array}$$

donde

- $V_{c_d}$  representa el voltaje en el eje directo del capacitor (C)
- $V_{c_q}$  representa el voltaje en el eje de cuadratura en el capacitor (C)
- $i_{L_d}$  representa la corriente en el eje directo del inductor (L)
- $i_{L_q}$  representa la corriente en el eje de cuadratura del inductor (L)
- $i_{o_d}$  representa la corriente de salida del RED en el eje directo
- $i_{o_q}$  representa la corriente de salida del RED en el eje de cuadratura
- $u_d$  representa la señal de control en el eje directo
- $u_q$  representa la señal de control en el eje de cuadratura
- $\omega$  representa la frecuencia angular del sistema
- $V_{cd}$  representa el voltaje de corriente directa (CD) de entrada

Una vez obtenida la dinámica del sistema en el marco de referencia dq0, es posible representar las mismas ecuaciones, pero de una manera matricial con notación Hamiltoniana como se presenta en [2] y [21], dada por:

$$D\dot{x} = (J - R)x + Gu + \zeta \quad (2.1)$$

con

$$x_{dq} = \begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \\ V_{cd} \\ V_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix}, D = \begin{bmatrix} L & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 & 0 \\ 0 & 0 & C & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C \end{bmatrix},$$

$$R = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{R_2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{R_2} \end{bmatrix}, J = \begin{bmatrix} 0 & \omega L & -1 & 0 \\ -\omega L & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 0 & 0 & \omega C \\ 0 & 1 & -\omega C & 0 \end{bmatrix},$$

$$G = \begin{bmatrix} V_{cd} & 0 \\ 0 & V_{cd} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \zeta = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -iO_d \\ -iO_q \end{bmatrix}, u_{dq} = \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix}$$

y donde el vector de estados del sistema es  $(x_{dq})$ , la matriz de dispositivos que almacenan energía como son el inductor y el capacitor es  $(D)$ . Por otra parte, la matriz  $(R)$  representa a los elementos que disipan energía en el sistema y la matriz antisimétrica  $(J)$  es la matriz de interconexión del sistema. La matriz  $(G)$  involucra a las entradas del sistema que para este caso son el voltaje de CD, la matriz  $(\zeta)$  representa las entradas del sistema no controladas y todo el sistema es controlado por el vector de entradas de control  $(u_{dq})$ .

Bajo este escenario, en el siguiente capítulo se aborda el problema de diseño de una ley de control para determinar el valor de  $u_{dq}$  y además satisfacer los objetivos establecidos para su evaluación.

# Control de Micro-redes

---

La necesidad de uniformizar la energía eléctrica suministrada por las fuentes de energía renovable a una frecuencia deseada, voltajes y corrientes senoidales con magnitud específica, da origen a la implementación de dispositivos de electrónica de potencia para homogeneizar la diversidad de energía producida por estas fuentes.

Los dispositivos de electrónica de potencia, como se mencionó en el capítulo anterior, requieren de una señal de control que logre manipular el encendido y apagado de los dispositivos de conmutación como IGBT, diodos, tiristores, MOSFET, etc, lo cual genera la necesidad de implementar metodologías de control para controlar el modo de operación de estos dispositivos.

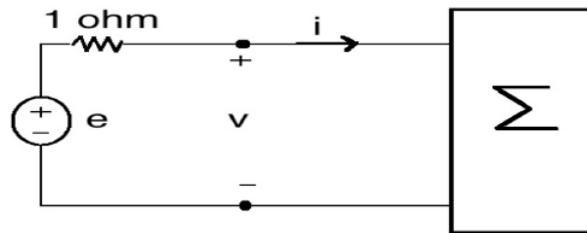
La técnica de Control Basada en Pasividad (CBP) que se desea evaluar en este trabajo de tesis, presenta pruebas formales de estabilidad y ofrece una estrategia de control con altos desempeños dinámicos, es decir obtención de respuestas rápidas y precisas. Además, lo que ha demostrado el control basado en pasividad a diferencia de otras técnicas de control, es que produce soluciones de control que son simples tanto en la estructura del esquema de control como en la sintonización, dependiendo del problema de control. Por lo tanto, esta técnica y la definición de pasividad serán explicadas a detalle en la siguiente sección.

## 3.1. Control basado en pasividad

Con el fin de motivar la filosofía de control, a continuación se introduce el concepto de pasividad y algunas de sus propiedades que son útiles desde la perspectiva de estabilidad.

### 3.1.1. Pasividad

La teoría de control basada en pasividad reportada en [20] es una teoría que se basa en el manejo de la energía que almacenan los sistemas, pero deben ser sistemas que no generen energía interna es decir únicamente la almacenen o la disipen.



**Figura 3.1:** Sistema con energía almacenada

Esta teoría de control puede considerar tanto sistemas lineales como no lineales y ofrece pruebas formales de estabilidad, eficiencia debido a su técnica basada en modelo y presentando un alto desempeño para respuestas precisas y rápidas. Su única desventaja es que es necesario conocer el modelo del sistema que se desea controlar.

En la Figura 3.1 se muestra un sistema ( $\Sigma$ ) que tiene energía almacenada inicial en el tiempo  $t_o$  dada por  $\epsilon(t_o)$ , entonces suponiendo que el sistema no genera energía interna se puede concluir que:

$$\epsilon(t_o) + \int_{t_o}^{t_f} v(t)i(t)dt \geq 0$$

La energía total del sistema será, la energía inicial más la suministrada en  $t_o \rightarrow t_f$ . De la expresión anterior es posible concluir que un sistema es pasivo si existe, una función  $V(x)$  continua y diferenciable definida positiva y cuya derivada este acotada por el producto de la entrada ( $u$ ) por la salida ( $y$ ) de forma que

$$V(x) > 0 \rightarrow \dot{V}(x) \leq u^T y \quad (3.1)$$

donde

- $V(x)$  se conoce como función de energía
- El punto de equilibrio  $x = 0$  es estable en el sentido de Lyaúnov, ya que es el punto de mínima energía

- Una función pasiva vive en el I y III cuadrante (siempre positivo)
- Se define un mapeo pasivo  $y \rightarrow u$

### 3.1.2. Teoría de estabilidad de Lyapunov

Las propiedades de estabilidad establecidas por la desigualdad 3.1 se explican claramente si se considera la teoría de estabilidad de Lyapunov.

El teorema de estabilidad de Lyapunov brinda condiciones suficientes para garantizar estabilidad ( $\dot{V}(x) \leq 0$ ) y estabilidad asintótica ( $\dot{V}(x) < 0$ ) de trayectorias o puntos de equilibrio.

Considere el sistema  $\dot{x} = f(x)$  y suponga que  $f(x^*) = 0$ , donde  $x^*$  es un punto de equilibrio o solución de la ecuación diferencial. Sea  $V : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^+$  una función diferenciable tal que

$$V(x^*) = 0$$

$$V(x) > 0 : \quad \forall x \neq x^*$$

El teorema de estabilidad de Lyapunov demuestra que si

$$\dot{V}(x) = \left(\frac{\partial V(x)}{\partial x}\right)^T f(x) \leq 0 : \quad \forall x \in \mathbb{R}^n$$

entonces  $x^*$  es un punto de equilibrio estable, más si

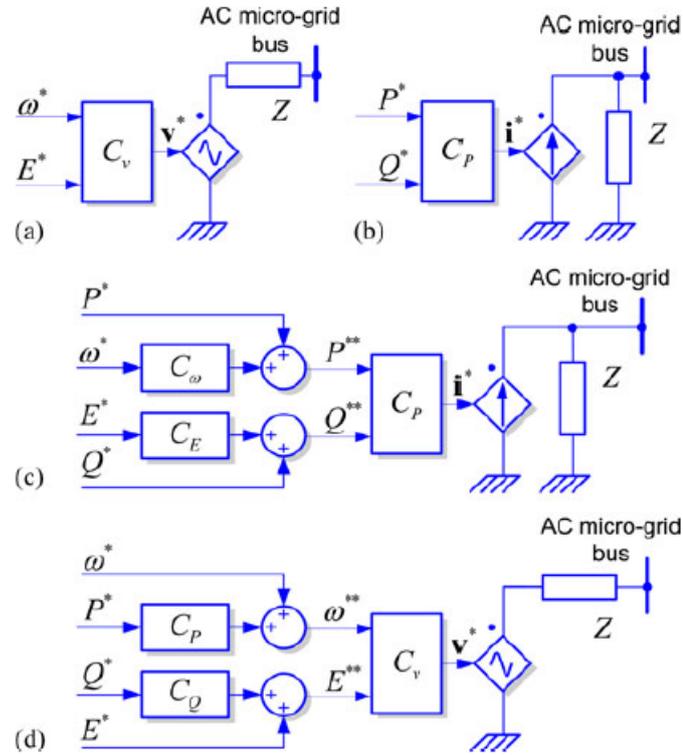
$$\dot{V}(x) < 0 : \quad \forall x \in \mathbb{R}^n \quad x \neq x^*$$

entonces  $x^*$  es asintóticamente estable. Lo cual hace posible demostrar que para sistemas pasivos que el punto de equilibrio  $x^*$  o las trayectorias del sistema son estables en el sentido de Lyapunov o asintóticamente estables.

### 3.1.3. Diseño del control

El objetivo de control es diseñar una ley de control para el convertidor de electrónica de potencia que logre entregar un voltaje y corriente deseada en el punto de común acoplamiento (PCC, por sus siglas en inglés) con el sistema eléctrico de potencia (SEP). Por lo tanto, y haciendo uso de la teoría de sistemas dinámicos no lineales, y tomando como base los trabajos [20],[3] y [21], se implementó un controlador para el sistema propuesto (2.1) en el capítulo anterior utilizando el método directo de la teoría de estabilidad de Lyapunov para garantizar estabilidad asintótica en el punto de equilibrio.

La señal de control  $u_{dq}$  que necesita el inversor CD/AC en (2.1) representa físicamente el ciclo de trabajo del inversor [26], es decir, una señal con la amplitud y frecuencia deseada por lo que es la señal más importante que recibirá el inversor. Esta señal será el grado de libertad que tendrá el controlador propuesto para poder manipular el comportamiento del inversor.



**Figura 3.2:** Representación simplificada de convertidores utilizados en micro-redes. (a) grid forming, (b) grid-following, (c) fuente de corriente basado en grid-supporting, and (d) fuente de voltaje basado en grid-supporting. Recuperado de [26]

Como se menciona en la literatura, dependiendo de la operación de la Micro-red los convertidores se pueden clasificar en grid forming, grid following y grid supporting como se muestra en la Figura 3.2. Los convertidores grid forming se pueden representar como una fuente de voltaje configurada a una amplitud y frecuencia deseada, comúnmente la nominal del SEP.

Por otra parte, los convertidores grid following están diseñados para entregar una potencia activa o reactiva al SEP, representando una fuente de corriente controlada. Este tipo de controladores deben de sincronizarse correctamente en el PCC en orden

de regular el flujo de potencias activa y reactiva entre el recurso de energía distribuida (RED) y el SEP.

Finalmente, los convertidores grid supporting representan tanto una fuente de voltaje controlada como una fuente de corriente controlada, regulando tanto voltaje como corriente. Para propósitos de este trabajo de tesis, se trabajará con los convertidores operando en modo grid forming y grid following.

### 3.1.4. Grid Forming

Los convertidores grid forming son controlados en lazo cerrado para operar como fuentes de voltaje controladas a una amplitud y frecuencia de referencia, por lo tanto para poder diseñar el control del convertidor grid forming se considera que:

- Todos los parámetros de (2.1) son conocidos y positivos
- Los estados  $x$  y el vector  $\zeta$  son medibles
- La matriz  $J$  es una matriz anti-simétrica que representa la interconexión de los elementos que almacenan energía en el sistema
- La matriz  $G$  es de rango completo por columnas
- La dinámica admisible del sistema está dada por

$$D\dot{x}_{dq}^* = (J - R)x_{dq}^* + Gu_{dq}^* + \zeta \quad (3.2)$$

De esta manera es posible definir el objetivo de control como

$$\lim_{x \rightarrow \infty} x_{dq} - x_{dq}^* = 0,$$

donde  $x_{dq}^*$  es el estado deseado. En este sentido es necesario suponer que existe una señal de control deseada tal que se satisface la ecuación (3.2) de la dinámica admisible del sistema.

Para el diseño del controlador es necesario definir la dinámica del error, en términos de las variables de error dadas por  $\tilde{x}_{dq} = x_{dq} - x_{dq}^*$  y  $\tilde{u}_{dq} = u_{dq} - u_{dq}^*$ . Con estas definiciones (2.1) se puede escribir como

$$D\dot{\tilde{x}}_{dq} = (J - R)\tilde{x}_{dq} + G\tilde{u}_{dq} \quad (3.3)$$

Para poder demostrar las propiedades de estabilidad del sistema en lazo cerrado se propone como función de almacenamiento de energía del sistema a la función definida positiva candidata de Lyapunov que tiene un mínimo en  $\tilde{x}_{dq} = 0$  y es una función

cuadrática diferenciable dada por

$$H(\tilde{x}_{dq}) = \frac{1}{2} \tilde{x}_{dq}^T D \tilde{x}_{dq} \quad (3.4)$$

Por lo tanto, la derivada respecto del tiempo de (3.4) a lo largo de las trayectorias del sistema es

$$\dot{H}(\tilde{x}_{dq}) = -\tilde{x}_{dq}^T R \tilde{x}_{dq} + \tilde{x}_{dq}^T G \tilde{u}_{dq} \quad (3.5)$$

De la expresión anterior es posible concluir que el sistema está acotado por el producto de la entrada por la salida y por lo tanto es un sistema pasivo. Para poder garantizar estabilidad asintótica de la dinámica del error es necesario garantizar que  $\dot{H}(\tilde{x}_{dq})$  sea definida negativa. Por lo tanto se propone la siguiente Ley de control para el convertidor operando en modo grid forming:

$$\tilde{u}_{dq} = -G^\dagger K \tilde{x}_{dq} \quad (3.6)$$

donde  $G^\dagger = (G^T G)^{-1} G^T$  es la pseudoinversa de la matriz  $G$ .

Al trabajar al convertidor como un convertidor Grid Forming es posible garantizar que el convertidor realiza una regulación de voltaje a un valor nominal dando la referencia del valor de voltaje de la red, el cual debe ser el valor que tendrá el capacitor a la salida del filtro de segundo orden. Por lo tanto, se considera que

$$V_{Cabc}^* = V_{ref} \sin(\omega t + \theta) \quad (3.7)$$

donde  $\omega$  representa la frecuencia angular del sistema y  $\theta$  el ángulo de desfase de la señal senoidal.

De esta manera sustituyendo la referencia (3.7) en la dinámica admisible del sistema (3.2), es posible despejar la señal de control deseada  $u_{dq}^*$  obteniendo finalmente la señal de control para el convertidor grid forming

$$u_{dq} = \tilde{u}_{dq} + u_{dq}^* \quad (3.8)$$

### 3.1.5. Grid Following

Los convertidores grid following, (también llamados grid feeding) funcionan como fuentes de corriente controladas. Estos convertidores operando acompañados por convertidores grid forming que mantienen el nivel de voltaje regulado de la Micro-red, se

encargan de la inyección y flujo de potencias activa y reactiva.

Para diseñar el control de este convertidor la metodología de diseño es muy similar a la presentada por los convertidores Grid forming, con la única diferencia de que las referencias están dadas en términos de potencia activa o reactiva a la red. Por lo tanto, para su diseño se considera que:

- Todos los parámetros de (2.1) son conocidos y positivos
- Los estados  $x$  y el vector  $\zeta$  son medibles
- La matriz  $J$  es una matriz anti-simétrica que representa la interconexión de los elementos que almacenan energía en el sistema
- La matriz  $G$  es simétrica
- La dinámica admisible del sistema está dada por

$$D\dot{x}_{dq}^* = (J - R)x_{dq}^* + Gu_{dq}^* + \zeta \quad (3.9)$$

De esta manera es posible definir el objetivo de control como

$$\lim_{x \rightarrow \infty} x_{dq} - x_{dq}^* = 0,$$

donde  $x_{dq}^*$  es el estado deseado. En este sentido es necesario suponer que existe una señal de control deseada tal que se satisface la ecuación (3.9) de la dinámica admisible del sistema.

Para el diseño del controlador es necesario obtener la dinámica del error,  $\tilde{x}_{dq} = x_{dq} - x_{dq}^*$  y  $\tilde{u}_{dq} = u_{dq} - u_{dq}^*$ . Donde al sustituir en (2.1) se puede escribir como

$$D\dot{\tilde{x}}_{dq} = (J - R)\tilde{x}_{dq} + G\tilde{u}_{dq} \quad (3.10)$$

Para poder demostrar las propiedades de estabilidad del sistema en lazo cerrado se propone como función de almacenamiento de energía del sistema a la función definida positiva candidata de Lyapunov que tiene un mínimo en  $\tilde{x}_{dq} = 0$  y es una función cuadrática diferenciable dada por

$$H(\tilde{x}_{dq}) = \frac{1}{2}\tilde{x}_{dq}^T D\tilde{x}_{dq} \quad (3.11)$$

Por lo tanto, la derivada respecto del tiempo de (3.11) a lo largo de las trayectorias del sistema es

$$\dot{H}(\tilde{x}_{dq}) = -\tilde{x}_{dq}^T R \tilde{x}_{dq} + \tilde{x}_{dq}^T G \tilde{u}_{dq} \quad (3.12)$$

De la expresión anterior es posible concluir que el sistema esta acotado por el producto de la entrada por la salida y por lo tanto es un sistema pasivo. Para poder garantizar estabilidad asintótica de la dinámica del error es necesario garantizar que  $\dot{H}(\tilde{x}_{dq})$  sea definida negativa. Por lo tanto se propone la siguiente Ley de control para el convertidor operando en modo grid forming:

$$\tilde{u}_{dq} = -G^\dagger K \tilde{x}_{dq} \quad (3.13)$$

donde  $G^\dagger = (G^T G)^{-1} G^T$  es la pseudoinversa de la matriz  $G$ .

Al trabajar al convertidor como un convertidor Grid Following es posible garantizar que el convertidor realizará la inyección de corriente al SEP de acuerdo a la referencia impuesta. La referencia de corriente proporcionada por la carga del SEP, la cual se verá reflejada por medio del inductor que se encuentra a la salida del filtro de segundo orden, por lo tanto, se considera que

$$i_{Labc}^* = i_{ref} \sin(\omega t + \theta) \quad (3.14)$$

donde  $\omega$  representa la frecuencia angular del sistema y  $\theta$  el ángulo de desfase de la señal senoidal.

De esta manera sustituyendo la referencia (3.14) en la dinámica admisible del sistema (3.9), es posible despejar la señal de control deseada  $u_{dq}^*$  obteniendo finalmente la señal de control para el convertidor grid forming

$$u_{dq} = \tilde{u}_{dq} + u_{dq}^* \quad (3.15)$$

Así, es posible definir las leyes de control para los modos de operación del convertidor en grid forming o grid following. Asegurando que la derivada de la función de almacenamiento de energía es semi definida negativa, con lo cual es posible concluir que el sistema es global y asintóticamente estable.

En el capítulo siguiente se considera la evaluación de las leyes de control presentadas con el fin de verificar si ofrecen una operación viable bajo condiciones prácticas.

# Evaluación

---

Las fuentes de energía distribuida tales como los paneles fotovoltaicos, impactan negativamente en la calidad de la energía de un sistema eléctrico a través de intermitencia en el suministro de energía, armónicos de voltaje, baja inercia producida por los inversores debido a sus componentes estáticos generando inestabilidad, oscilaciones y resonancia dentro del sistema eléctrico de potencia [22].

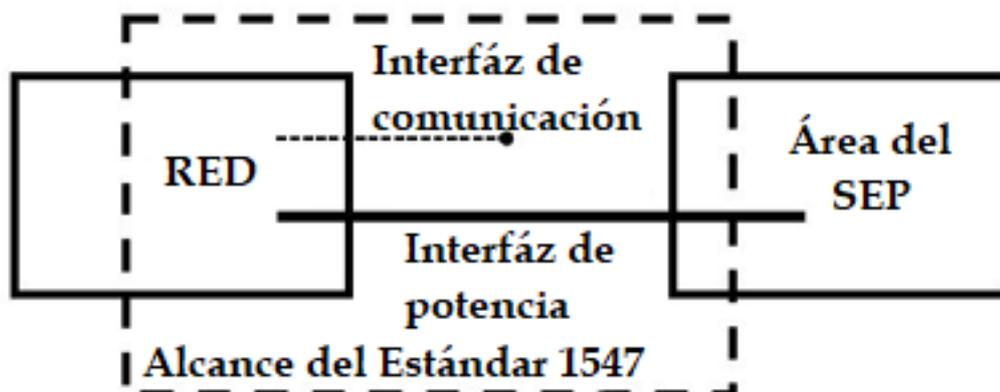
El propósito de este trabajo de tesis es conectar un recurso de energía distribuida (RED) a un sistema eléctrico de potencia (SEP) sin generar los problemas reportados en la literatura. Para poder realizar la interconexión de los dos sistemas es necesario que cumplan con las recomendaciones de interconexión del estándar IEEE 1547-2018 [11].

## 4.1. Estándar IEEE 1547-2018

El estándar IEEE 1547 publicado en el 2018, provee un criterio uniforme, así como requisitos relevantes para el desempeño, operación, pruebas, mantenimiento y consideraciones de seguridad para interconectar RED a un sistema eléctrico de potencia (SEP) operando a 60[Hz].

El alcance del estándar abarca [16]:

- Todos los RED conectados en niveles de voltajes de distribución primarios y/o secundarios típicos, es decir, menor a 35[kV]
- Se aplica independientemente del tipo y tamaño de recursos síncronos, de inducción y basados en inversores de cualquier tamaño.
- Como se muestra en la Figura 4.1 solo comprende la interfaz de potencia y de comunicación entre un RED y un área del SEP.



**Figura 4.1:** Alcance del estándar IEEE 1547-2018, [11].

Este alcance involucra los valores medidos en el punto de referencia aplicable (RPA, por sus siglas en inglés) el cuál puede ser considerado como el punto de común acoplamiento (PCC, por sus siglas en inglés). Es decir, el punto donde se realiza la interconexión ente el SEP global y el SEP local o el punto de conexión del RED (PoC, por sus siglas en inglés) es decir, el punto donde el RED se conecta al SEP local.

Por lo tanto, el estándar propone que el RPA de donde se tomarán las referencias a las variables como voltaje, frecuencia o potencias activas y reactivas, para su estudio y medición, será dado por el operador del SEP, es decir puede ser el PCC o el PoC. Para propósitos de este trabajo de tesis, el RPA será considerado en el PoC es decir donde el RED se conecta al SEP local, dado que se busca evaluar el comportamiento del RED con el convertidor basado en pasividad a la salida del filtro de segundo orden.

#### 4.1.1. Entrada en servicio y sincronismo.

El estándar IEEE 1547-2018 propone que los RED solo pueden conectarse a un SEP hasta que los voltajes y la frecuencia en el RPA estén dentro de los rangos permitidos como se muestra en la Tabla 4.1.

Además, para sincronizar el RED con cualquier área del SEP es necesario que el RED se encuentre conectado en paralelo y en completo estado estable para no causar perturbaciones de pulso en el voltaje RMS en el RPA. Además, debe cumplir con los requisitos de sincronismo establecidos en el estándar IEEE 1547-2018 como se muestra en la Tabla 4.2

Criterios de entrada en servicio		Parámetros estándar permitidos	Rangos permitidos
Voltaje	Valor mínimo	$\geq 0.917 \text{ p.u}$	<0.88 p.u - 0.95 p.u
	Valor máximo	$\leq 1.05 \text{ p.u}$	<1.05 p.u - 1.06 p.u
Frecuencia	Valor mínimo	$\geq 59.5 \text{ Hz}$	59.0 Hz - 59.9 Hz
	Valor máximo	$\leq 60.1 \text{ Hz}$	60.1 Hz - 61.0 Hz

**Tabla 4.1:** Tabla de entrada en servicio del estándar IEEE 1547-2018, [11]

Potencia aparente nominal del RED (KVA)	Diferencia de frecuencia ( $\Delta f$ , Hz)	Diferencia de voltaje ( $\Delta V$ , %)	Diferencia de ángulo ( $\Delta \Phi$ , °)
0-500	0.3	10	20
>500 - 1,500	0.2	5	15
>1,500	0.1	3	10

**Tabla 4.2:** Tabla de sincronismo del estándar IEEE 1547-2018, [11].

#### 4.1.2. Categorización en condiciones de operación normal

El estándar IEEE 1547-2018 propone dos categorías de operación normal para clasificar a los RED que deseen interconectarse a un SEP. Entiéndase por operación normal cuando el RED opera en el PCC a niveles de voltaje de entre 0.88 p.u y 1.1 p.u.

El modelo del inversor promediado centralizado 2L-VSI propuesto, busca trabajar con el rendimiento de la categoría B para realizar la evaluación, dado que el estándar IEEE 1547-2018 impone que para RED que utilicen fuentes de energía renovable o tecnología de electrónica de potencia, deben ser capaces de cumplir con los requisitos impuestos en la categoría B como se muestra en la Tabla 4.3

De manera específica, se contemplan los siguientes modos de operación:

- \* Modo V-Q se refiere a suministrar VAR solo cuando sea necesario, y regular el voltaje local hacia el nominal.
- \* Modo P-Q en este modo, el RED controla activamente la salida de potencia reactiva en función de la salida de potencia activa.

CATEGORÍAS DE DESEMPEÑO		CAPACIDADES OBLIGATORIAS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE				
		Modo FP cte	Modo Q cte	Modo V-Q	Modo P-Q	Modo V-P
		<b>A</b>	Cubre necesidades mínimas de regulación de voltaje que necesita	✓	✓	✓
<b>B</b>	Para una alta penetración del RED, donde la salida de potencia está sujeta a variaciones constantes y grandes.	✓	✓	✓	✓	✓

**Tabla 4.3:** Categorías de desempeño en operación normal.

\* Modo V-P el RED limita la potencia activa máxima del RED en función del voltaje, esto sirve para reducir la prevalencia de voltajes muy altos.

## 4.2. Experimento

El objetivo de evaluar el desempeño del RED con el controlador basado en pasividad conectado a un sistema trifásico es poder evidenciar que el control es capaz de operar en modo de Grid Forming o Grid Following, cumplir con los requisitos de entrada en servicio, sincronismo y modos de operación de la categoría B en operación normal y además no superar los niveles de distorsión armónica en el RPA.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Inductancia	L	2.35	[mH]
Capacitancia	C	28	[ $\mu$ F]
Resistencia	$R_L$	0.4	[ $\Omega$ ]
Resistencia de pérdidas	$R_C$	1	[M $\Omega$ ]
Voltaje de CD	$V_{CD}$	900	[V]

**Tabla 4.4:** Parámetros del inversor.

---

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Inductancia de línea de transmisión	$L_T$	1	[mH]
Resistencia de línea de transmisión	$R_T$	0.9	[ $\Omega$ ]
Carga resistiva	R	4.84	[ $\Omega$ ]
Voltaje de red	$V_{red}$	220	[ $V_{RMS}$ ]
Frecuencia	f	60	[Hz]

**Tabla 4.5:** Parámetros del sistema trifásico.

#### 4.2.1. Evaluación

La evaluación se realizó en tres modelos implementados en el software MATLAB Simulink utilizando el método de solución numérica de paso variable Ode 45 con el paso de integración de  $1 \times 10^{-7}$  para todas las simulaciones, utilizando un modelo matemático del inversor representado por ecuaciones diferenciales, el modelo promediado del inversor y el modelo conmutado del inversor.

El modelo matemático del inversor es representado por ecuaciones diferenciales implementadas en el software MATLAB Simulink, así como la ley de control mostrada en el capítulo anterior. El modelo promediado del inversor es representado por dispositivos físicos del software Simulink tal cual se muestra en la Figura 2.2 del Capítulo 2 de ese trabajo de tesis. Finalmente, el modelo conmutado del inversor esta representado por el mismo modelo con dispositivos físicos del software Simulink, pero el inversor es representado por dispositivos IGBT que conmutan a una frecuencia de 7 [KHz].

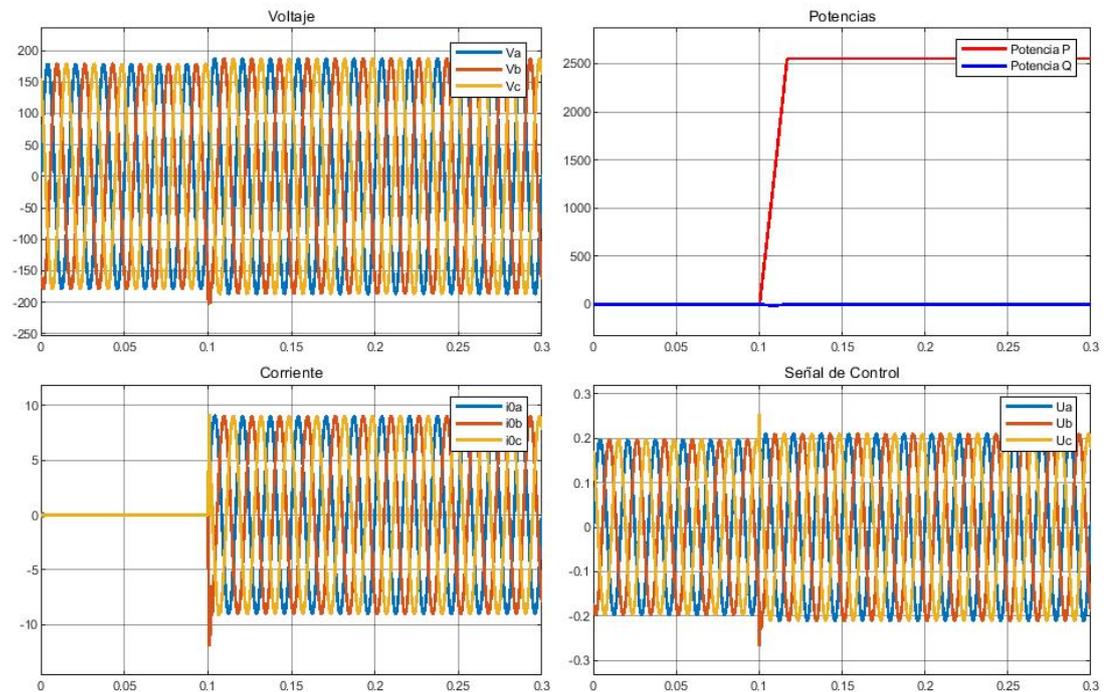
Los tres modelos están conectados a un sistema trifásico con una carga resistiva conectada en paralelo a la red. Los parámetros del inversor se muestran en la Tabla 4.4, mientras que los parámetros del sistema trifásico se muestran en la Tabla 4.5.

La evaluación considera los siguientes escenarios de operación:

- Modos de operación Grid Forming o Grid Following: Los modos de operación de Grid Forming (control de voltaje) y Grid Following (control de potencias activa y reactiva) deben estar en completo funcionamiento antes de realizar cualquier evaluación. Por lo mismo se iniciará operando el inversor como Grid Forming dándole una referencia de voltaje, en este caso el voltaje del SEP. Una vez que alcance el voltaje deseado se cambiará al modo Grid Following para observar la inyección de potencias. Si el RED es capaz de operar en los dos modos es posible realizar la evaluación con el estándar.

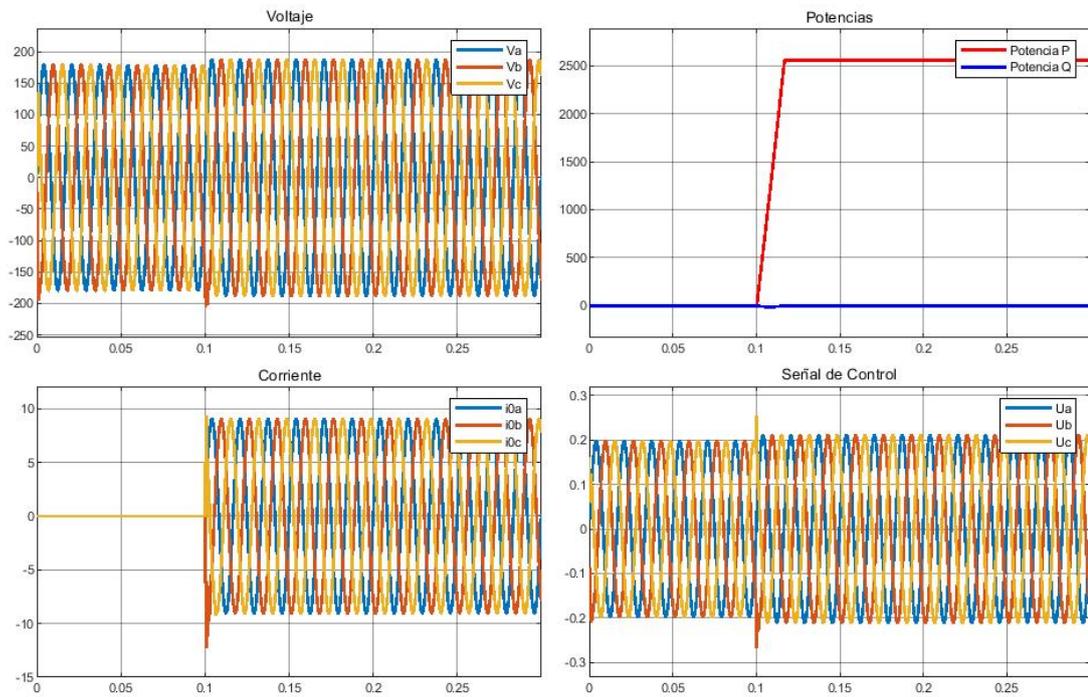
- **Sincronización:** Para realizar la evaluación de sincronismo es necesario observar el comportamiento del inversor operando en modo Grid Forming y medir el voltaje, la frecuencia y ángulo de desfase entre el voltaje del SEP y el voltaje del RED en terminales. Garantizando que estas variables no sobrepasen los porcentajes aceptables por el estándar IEEE 1547-2018, antes de poder conectarse al PCC.
- **Entrada en servicio:** Una vez superada la etapa de sincronismo el RED debe conectarse en el PCC y al momento de hacerlo no debe de sobrepasar los niveles de voltaje y frecuencia establecidos en el estándar para entrada en servicio midiendo estas variables en el PCC.
- **Modos de operación de categoría B:** Finalmente, se evaluará que el RED opere en los cinco modos de operación de esta categoría, por medio de cinco experimentos, los cuales involucran control de factor de potencia, control de potencia reactiva por voltaje, control de potencia activa por voltaje, control de potencia reactiva por potencia activa y control de potencia reactiva.

#### 4.2.2. Experimento 1: Grid forming y grid following



**Figura 4.2:** Resultados de experimento 1: Modelo Matemático.

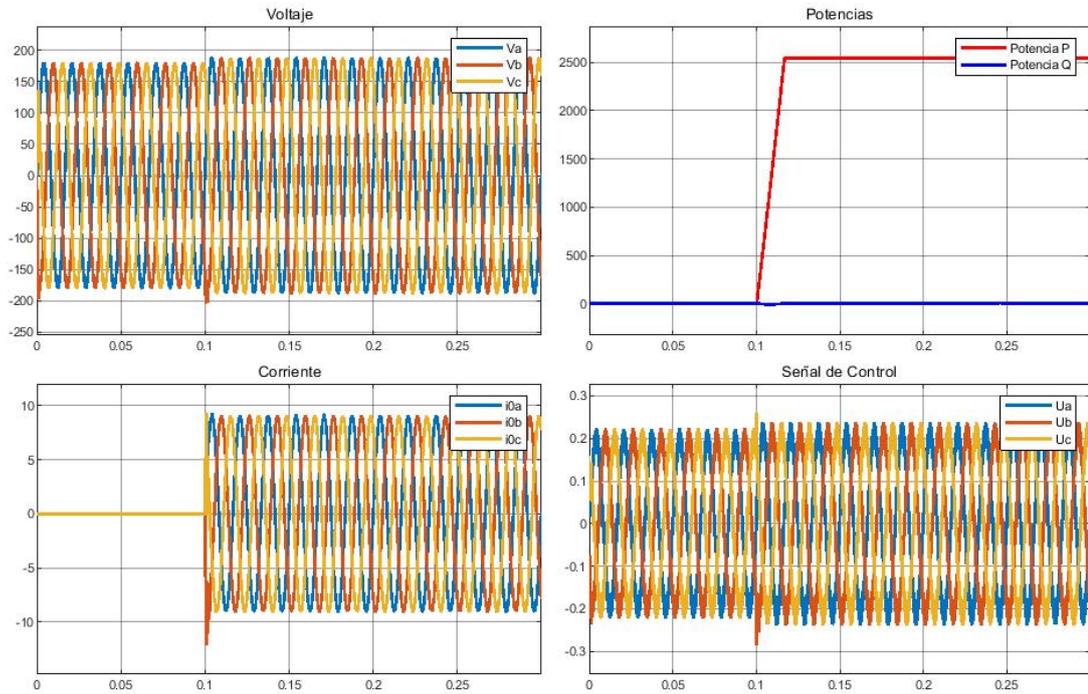
El primer experimento busca demostrar la capacidad del inversor para operar en modo grid forming (control de voltaje) y grid following (control de corriente), a través del control basado en pasividad aplicado al modelo promediado del inversor. Se conecta el recurso de energía distribuida (RED) a un SEP local que opera a un voltaje línea a línea de 220 [V] o 127[V] línea a neutro. Además la carga conectada al SEP es de naturaleza lineal y resistiva. El RED se conecta al SEP local a través de una línea de transmisión donde todos los parámetros son conocidos y se muestran en las Tablas 4.4 y 4.5.



**Figura 4.3:** Resultados de experimento 1: Modelo Promediado del inversor.

Al comienzo del experimento, el inversor trifásico opera en modo grid forming, donde se le impone una referencia de voltaje pico línea a línea de  $V_{ref} = 179.6292[V]$  que es el valor pico para obtener un voltaje de 220 [V] RMS. Este valor es la referencia para que el inversor alcance el voltaje a la salida del filtro de segundo orden paso bajas. El control basado en pasividad al conocer el valor del voltaje a la salida midiéndolo, se retroalimentará al controlador para regular el voltaje al valor de referencia.

Una vez alcanzado el valor de referencia de voltaje en 0.1[s] de la simulación, se cambia el modo de operación del inversor trifásico a modo grid following. Esto se logra a través de una referencia de corriente impuesta al controlador, que tiene una naturaleza trifásica y senoidal con amplitud de  $I_{ref} = 9.3[A]$ . Esta referencia se obtiene de la



**Figura 4.4:** Resultados de experimento 1: Modelo Conmutado del inversor.

necesidad de inyectar 2.5 [KW] al SEP local. Dado que se busca que el inversor en este modo de operación solo inyecte potencia activa, es necesario imponer un desfase a la corriente de referencia para que el factor de potencia en el PoC sea unitario, inyectando únicamente la potencia activa deseada por el RED.

En la Figura 4.2 se observan los resultados obtenidos para el escenario descrito anteriormente implementado en la simulación del modelo matemático, mostrando el voltaje y la corriente trifásica a la salida del filtro de segundo orden paso bajas y las potencias activa y reactiva del modelo implementado en MATLAB Simulink. En la misma Figura 4.2 se muestra como la señal de control trifásica, en el modo de operación grid forming tiene una amplitud de 0.1972, con lo que es suficiente para regular el voltaje al valor deseado  $V_{ref} = 180[V]$ . Cuando el modo de operación cambia a modo grid following posterior a los 0.1[s], la señal de control se incrementa un 1.06% dando un valor de 0.2108.

Los resultados con el modelo promediado presentados en la Figura 4.3 muestran los mismos resultados de voltaje y corriente que el modelo matemático a la salida del filtro paso bajas. Por otro lado, las potencias activas y reactivas alcanzan los mismos valores en el mismo periodo de tiempo que el modelo matemático. Finalmente, la señal de control toma el mismo valor de 0.19 operando en el modelo promediado del inversor

como grid forming y alcanza el valor de 0.21 después de los 0.1[s] para la operación como grid following.

El modelo conmutado del inversor integra dispositivos IGBT que se encenderán y apagarán de acuerdo con la señal de control PWM (Pulse Wide Modulation, por sus siglas en inglés), utilizando una configuración de tres puentes H con diodos e IGBTs conmutando a una frecuencia de 7 [KHz]. Los resultados de la simulación se presentan en la Figura 4.4, donde la tarea del control se complica debido a la conmutación de los dispositivos IGBTs, pero logra alcanzar como se muestra en los resultados los mismos valores que el modelo matemático y el modelo promediado.

Finalmente, es posible concluir que los tres modelos pueden operar en los dos modos de operación ya sea Grid Forming o Grid Following. Y se comprueba que en modo grid forming los tres modelos mantienen el voltaje de referencia en 10 [V] de valor pico en cada una de sus fases, mientras que en el modo grid following se inyecta la potencia deseada dando 2.55 [KW] y entregando 1[VAR] de potencia reactiva en los tres modelos.

### 4.2.3. Experimento 2: Sincronización y entrada en servicio

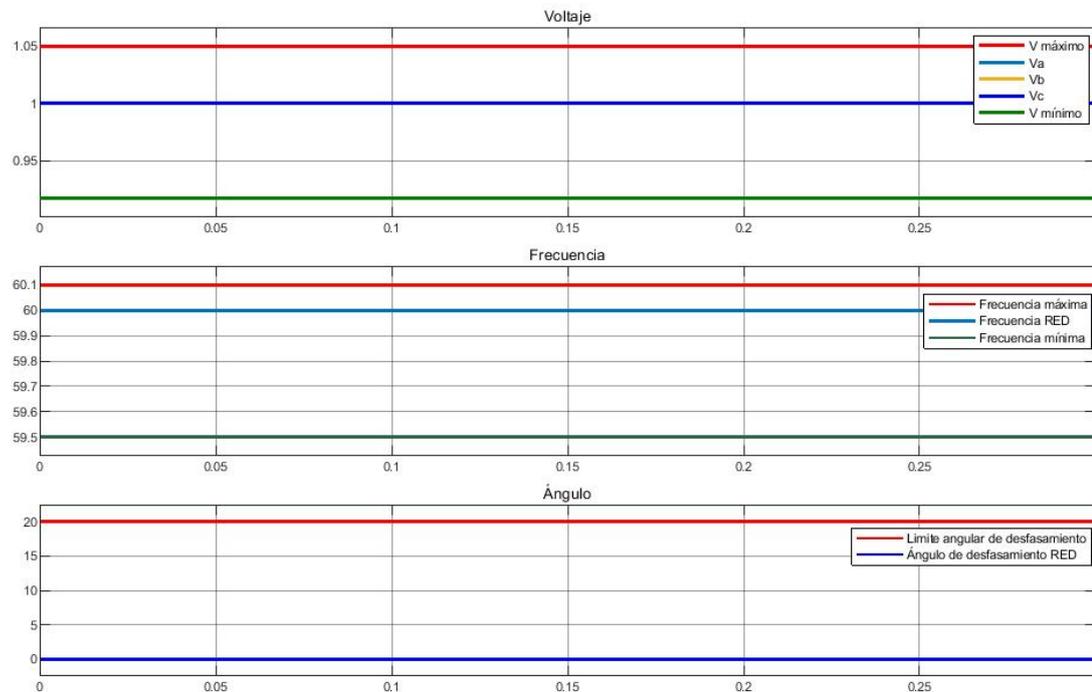
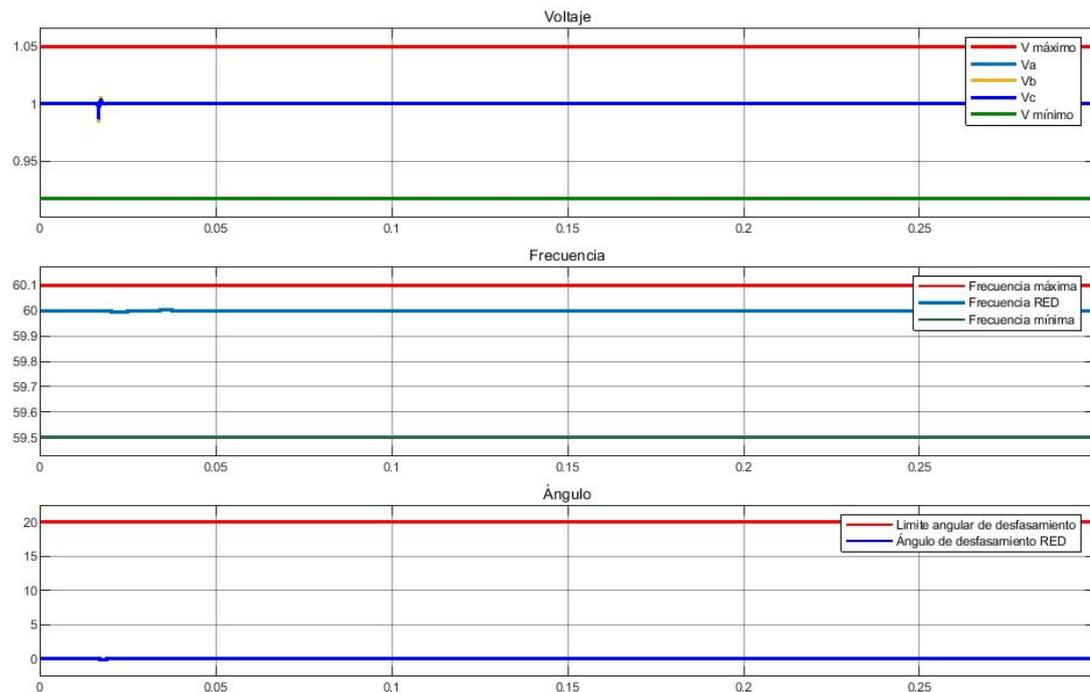


Figura 4.5: Resultados de experimento 2: Modelo Matemático.

Para el segundo experimento, se mantuvieron los mismos parámetros mostrados en las Tablas 4.1 y 4.2, para el inversor y para el sistema trifásico respectivamente. El inversor inicia la simulación desconectado del sistema trifásico y deberá alcanzar la referencia de voltaje de  $V_{ref} = 127[V_{rms}]$  operando en modo Grid Forming antes de poder conectarse al SEP local.

Una vez alcanzada la referencia de voltaje en 0.1[s] de la simulación, se verifica en 0.15[s] que se cumplan con los requisitos de entrada en servicio presentados en la Tabla 4.1 y de cumplirse, el RED entrara en servicio conectándose al SEP local, manteniendo el nivel de voltaje y operando en el modo grid forming hasta el resto de la simulación.

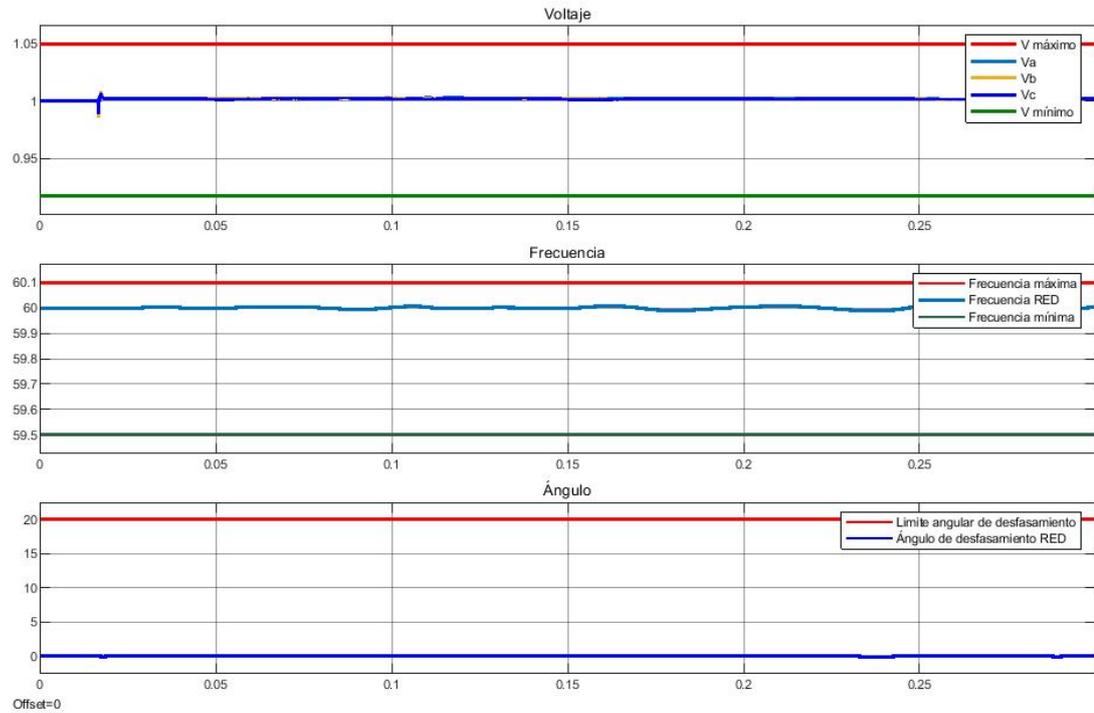
De acuerdo con las tablas de entrada en servicio y de sincronismo que propone el estándar IEEE 1547-2018 en 4.1 y 4.2 respectivamente, el RED debe asegurar en el punto de referencia aplicable (RPA), en este caso el punto de conexión (PoC), que el voltaje rms y la frecuencia se mantienen en los rangos establecidos por el estándar para la entrada en servicio y para poder sincronizarse correctamente con el SEP local.



**Figura 4.6:** Resultados de experimento 2: Modelo Promediado del inversor.

Por otra parte, el sincronismo con el SEP local debe asegurar que no exista un desfase de ángulo de voltaje mayor a la especificada en la Tabla 4.2 es decir  $20^\circ$  dado que el RED en estudio opera a menos de 500 [KVA]. Este desfase se logra

obteniendo el ángulo del voltaje que genera el RED en el PoC y comparandolo con el ángulo del voltaje nominal del SEP local.



**Figura 4.7:** Resultados de experimento 2: Modelo Conmutado del inversor.

Los resultados de este experimento para el modelo matemático del inversor, se muestran en la Figura 4.5, demostrando que el voltaje RMS a la salida del filtro de segundo orden antes de conectarse en 0.15 [s] al SEP local es de 1.004 p.u , encontrándose dentro de los valores recomendados para entrar en servicio como son 1.05 y 0.917 pu de voltaje en el PoC. La frecuencia por otra parte, antes de conectarse el RED al SEP es medida a través de un PMU (Phasor Measurement Unit) de Simulink, buscando que la misma se encuentre dentro de los valores recomendados por el estándar, que son 60.1 y 59.5 [Hz]. Finalmente, como se muestra en los resultados del modelo matemático del inversor de la Figura 4.5, se puede observar que la frecuencia durante toda la simulación se mantiene en su valor nominal 60[Hz]. El ángulo de desfaseamiento entre el voltaje a la salida del RED y el voltaje nominal del SEP local es cero en el modelo matemático. Brindando así una entrada en servicio y un sincronismo correcto por parte del RED al SEP.

La segunda gráfica presentada en la Figura 4.6, muestra el mismo escenario, pero con los resultados del modelo promediado del inversor. Se obtiene que el modelo inicia la simulación operando en modo grid forming y manteniendo el voltaje rms en 1.005 pu, el transitorio que se presenta en 0.016[s] únicamente se presenta por la toma

de medición del voltímetro y amperímetro de Simulink. Por otra parte, la frecuencia presenta una oscilación en 0.018 [s] con valor de 59.99 [Hz], sin embargo, alcanza los 60[Hz] en 0.096[s]. Mientras que el desfase angular entre el voltaje a la salida del RED y el voltaje nominal del SEP local tiene un valor  $0.0025^\circ$  lo cual es demasiado pequeño y no afecta la etapa de sincronismo. Concluyendo que el modelo promediado del inversor cumple con los requisitos de entrada en servicio y sincronismo del estándar IEEE 1547-2018.

Finalmente la última gráfica presentada en la Figura 4.7, demuestra la capacidad del controlador ante un modelo conmutado del inversor, que puede mantener el nivel de voltaje y de desfase angular entre el RED y el SEP local, dentro de los límites establecidos por el estándar en las Tablas 4.1 y 4.2, mientras que en la frecuencia presenta una oscilación constante con un valor máximo de 60.013 [Hz] y un valor mínimo de 59.98 [Hz], esto en consecuencia de la conmutación de los dispositivos de IGBT del inversor trifásico. Estos valores son demasiado pequeños para afectar la entrada en servicio por parte del RED en el PoC.

Con esto se demuestra que los tres modelos cumplen con los requisitos de entrada en servicio para voltaje rms y frecuencia medidos en el PoC, y además que los tres modelos pueden sincronizarse manteniendo un desfase angular no mayor a  $20^\circ$ , asegurando de esta manera una interconexión segura y continua.

#### 4.2.4. Experimento 3: Modos de operación de categoría B

##### 4.2.4.1. Modo Factor de Potencia constante

El experimento inicia con la entrada en servicio del RED en 0.15[s], garantizando que se alcanza el nivel de voltaje y frecuencia deseado para entrar en servicio como ya se comprobó en la Sección anterior 4.2.3. Con este experimento se busca que en 0.15[s] el RED cambie de modo de operación a Grid following y bajo diversas circunstancias pueda controlar el factor de potencia en el PoC con el SEP local.

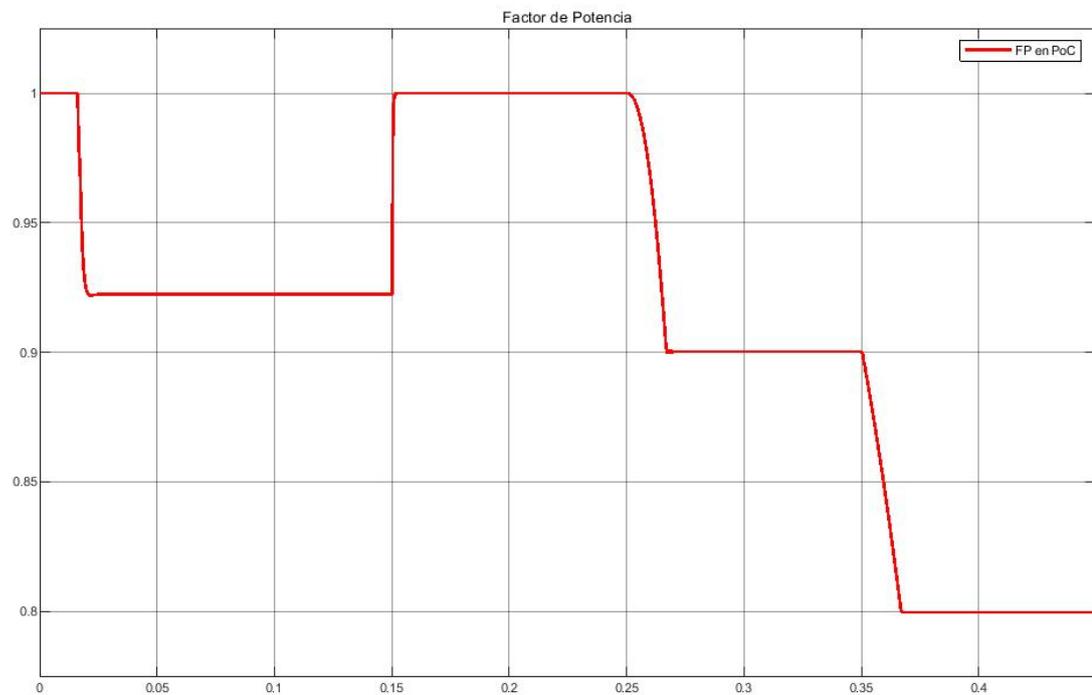
Una vez que el sistema se encuentre en modo de operación Grid Folloing, el RED puede ser fácilmente manipulado a través de la referencia de corriente impuesta al controlador. Para demostrar que el RED puede operar a un factor de potencia (FP) constante, se le impone una corriente de referencia al controlador del RED de  $I_{ref} = 9.3[A]$  de amplitud y un ángulo de desfase que modificará la potencia reactiva que se desea suministrar al SEP local.

Dado que es posible controlar la potencia reactiva, se puede concluir que será posible controlar el factor de potencia a un valor deseado. El factor de potencia se medirá en el PoC entre el inversor y el SEP, por medio de la fórmula general del factor de

potencia dividiendo la potencia activa suministrada por el RED en el PoC entre la potencia aparente que suministrada por parte del RED dada por

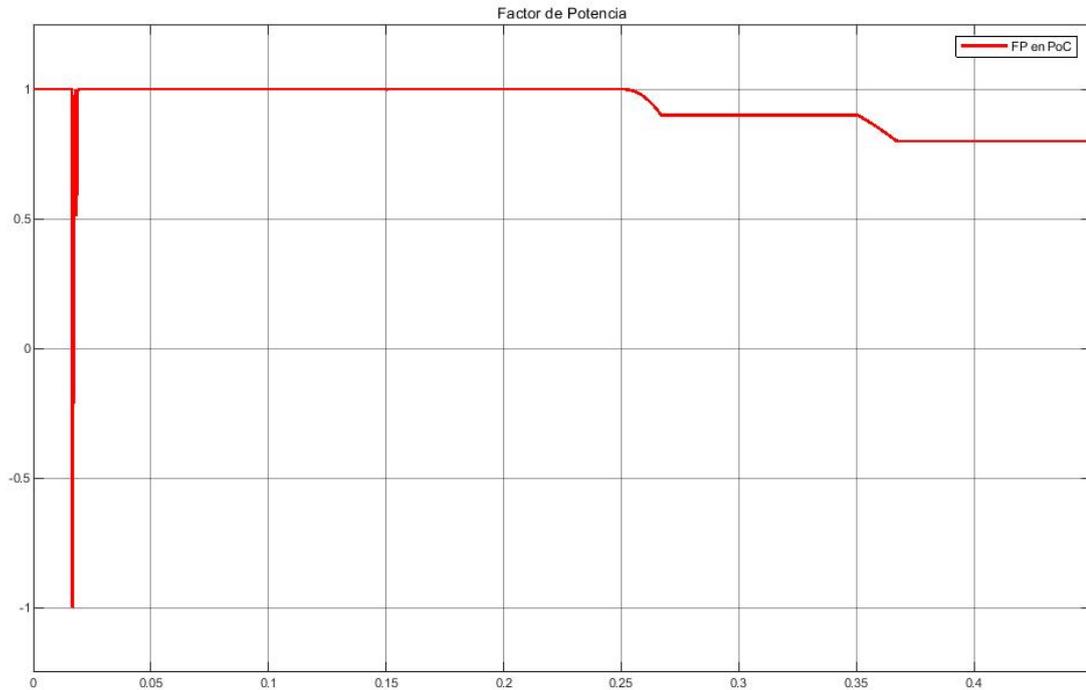
$$f.p = \frac{P_{RED}}{S_{RED}}$$

donde  $P_{RED}$  es la potencia activa suministrada por el RED y  $S_{RED}$  es la potencia aparente suministrada por el RED.



**Figura 4.8:** Resultados de experimento 3: Factor de potencia constante en Modelo Matemático.

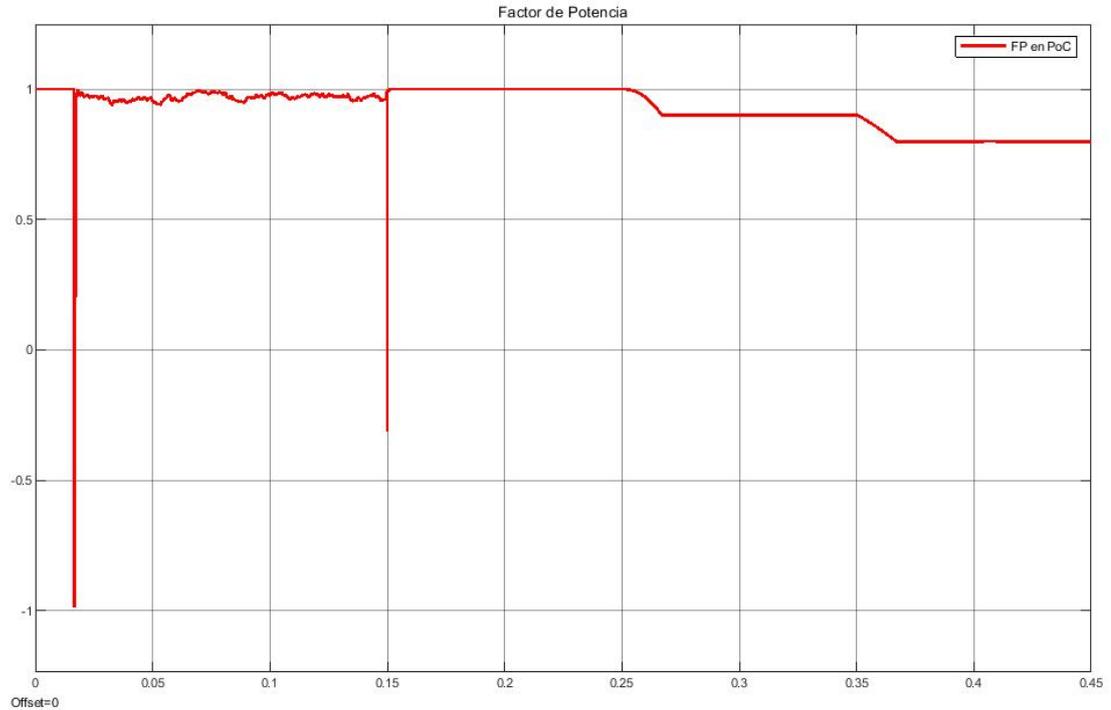
Como se muestra en la Figura 4.8 considerando el modelo matemático del inversor, presenta al inicio de la simulación un factor de potencia de 0.92, dado que no está conectado al SEP local. En el segundo 0.15[s] el interruptor que conecta el RED y el SEP local se cierra y el ángulo de referencia de la corriente es impuesto a  $13.4^\circ$  de desfaseamiento con respecto al voltaje en el capacitor, teniendo como resultado un factor de potencia unitario. En el segundo 0.25[s], el ángulo de referencia impuesto es  $38.65^\circ$  dando un factor de potencia constante de 0.9. Para finalizar el experimento en 0.35[s] el ángulo de referencia impuesto al controlador es de  $48.65^\circ$  de desfaseamiento, dando como resultado un factor de potencia constante de 0.8.



**Figura 4.9:** Resultados de experimento 3: Factor de potencia constante en Modelo Promediado del inversor.

Los resultados del modelo promediado del inversor mostrados en la Figura 4.9, presentan una condición diferente a la del modelo matemático, debido a que al inicio de la simulación el modelo del interruptor que conecta al RED y al SEP local necesita un valor de resistencia para poder operar, por lo que si existe un flujo de potencia y se presenta un factor de potencia unitario en el PoC antes de cerrar el interruptor. Después de conectarse el RED al SEP local en 0.15[s] se aprecia que el FP tiene el mismo comportamiento que los resultados del modelo matemático, alcanzando en 0.25[s] un factor de potencia de 0.9 y finalizando con un factor de potencia de 0.8, esto debido a la misma señal de control impuesta en ambos modelos.

Por otra parte, los resultados del modelo conmutado del inversor presentados en la Figura 4.10, muestran un ligero en el FP antes de conectarse el RED al SEP local, esto debido a la conmutación de los dispositivos IGBT, pero demostrando que en 0.15[s] hasta el final de la simulación, el modelo se comporta de la misma manera que los modelos matemático y promediado del inversor. Como conclusión de este experimento se puede afirmar que los tres modelos pueden operar en el modo de factor de potencia constante, cumpliendo así con este requisito para la categoría B del estándar IEEE 1547-2018.



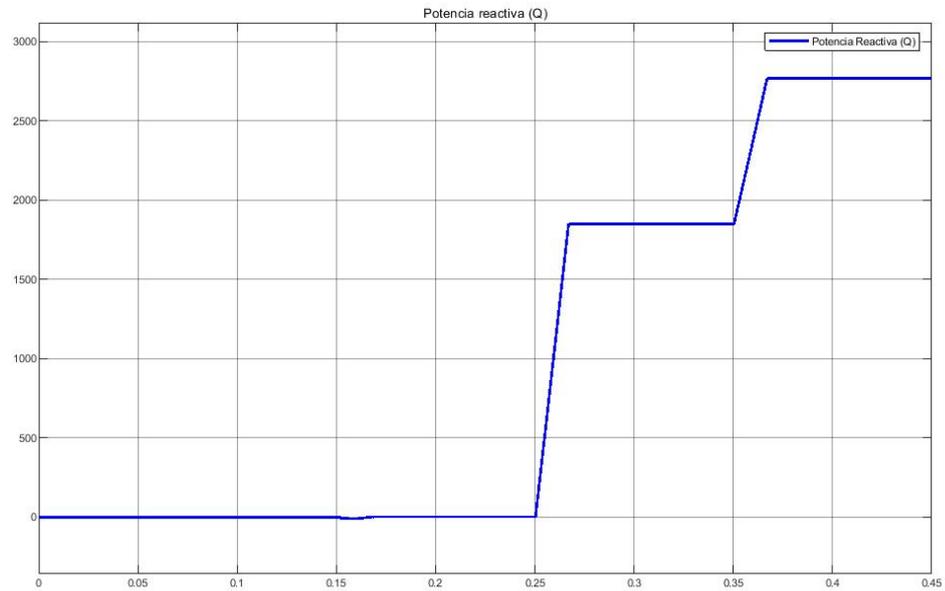
**Figura 4.10:** Resultados de experimento 3: Factor de potencia constante en Modelo Conmutado del inversor.

#### 4.2.4.2. Modo potencia reactiva constante

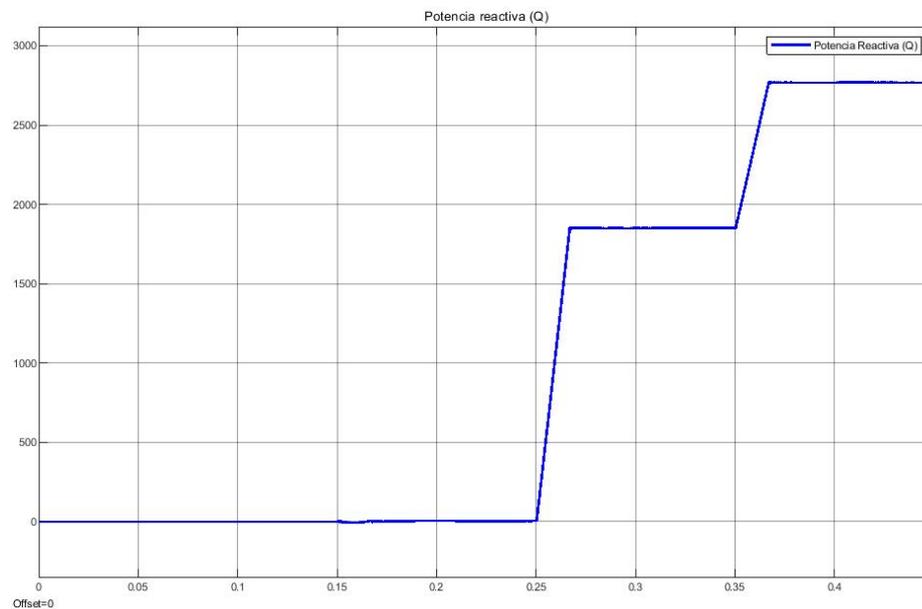
El experimento inicia con la entrada en servicio del RED en 0.15[s], garantizando que se alcanza el nivel de voltaje y frecuencia deseado para entrar en servicio como ya se comprobó en la Sección 4.2.3. Con este experimento se busca que en 0.15[s] el RED cambie de modo de operación a Grid following y sea capaz de entregar potencia reactiva deseada por el operador del RED en el PoC con el SEP local.

Como se comprobó en la Sección 4.2.4.1, al desfasar ángulo de la corriente de referencia, es posible manipular la potencia reactiva que suministra el RED al SEP local. Por lo tanto, es posible manipular la potencia reactiva de manera constante o variable.

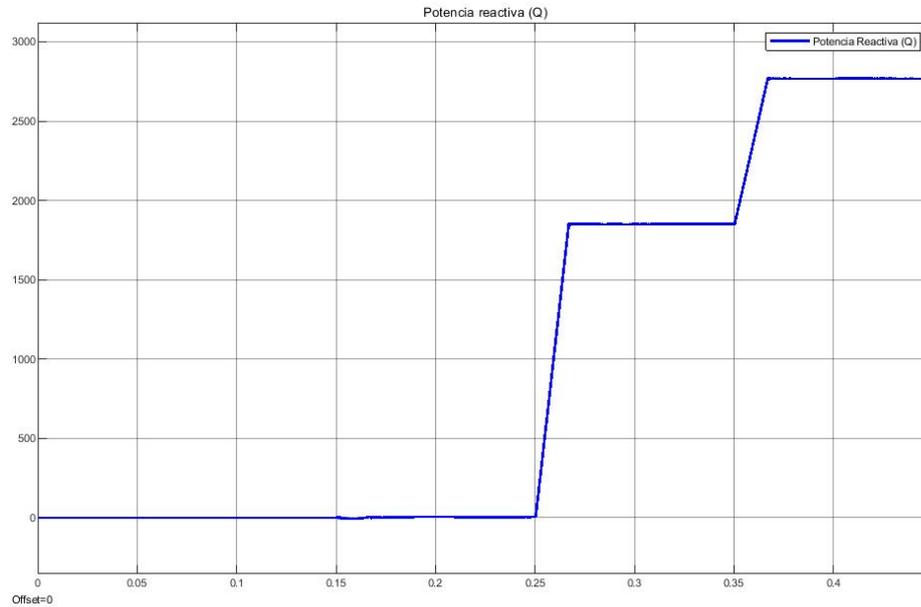
Los resultados del modelo matemático del inversor presentados en la Figura 4.11, muestran que en 0.15[s] después de conectarse el RED al SEP local, presenta un transitorio que se estabiliza en 0.16[s] como resultado de la conexión. A partir del segundo 0.15[s] el ángulo de referencia de la corriente cambia debido al cambio de operación



**Figura 4.11:** Resultados de experimento 3: Potencia reactiva constante en Modelo Matemático.



**Figura 4.12:** Resultados de experimento 3: Potencia reactiva constante en Modelo Promediado del inversor.



**Figura 4.13:** Resultados de experimento 3: Potencia reactiva constante en Modelo Conmutado del inversor.

a modo grid following por parte del inversor y se mantiene en  $13.4^\circ$ , para asegurar un FP unitario y que el RED no suministre potencia reactiva al SEP. En el segundo 0.25[s] de la simulación el ángulo de desfase cambia a  $30^\circ$ , atrasando el voltaje en el capacitor del filtro paso bajas con respecto a la corriente inyectada en el PoC, teniendo como resultado una inyección de potencia reactiva constante de  $1.85[KVAR]$ . La inyección de potencia reactiva se mantiene hasta el segundo 0.35[s], donde el ángulo de desfase cambia a  $60^\circ$  atrasado, lo cual genera una inyección de potencia reactiva mayor, alcanzando los  $2.76[KVAR]$  de potencia reactiva constante hasta el final de simulación en 0.45[s]. Con esto se concluye que el modelo matemático del inversor puede operar a distintos valores de potencia reactiva de manera constante.

La Figura 4.12 muestra los resultados del modelo promediado del inversor, donde al inicio de la simulación se opera el modelo como grid forming hasta el segundo 0.15[s]. Después de cerrar el interruptor de conexión entre el RED y el SEP local en 0.15[s] el inversor cambia a modo de operación grid following con una referencia de ángulo de desfase impuesto al inversor de  $13.4^\circ$  y así lograr un FP unitario. En el segundo 0.25[s] de la simulación el ángulo de desfase cambia a  $30^\circ$  atrasado, teniendo como resultado una inyección de potencia reactiva de  $1.85[KVAR]$ . Finalmente, en 0.35[s] el ángulo de desfase cambia a  $60^\circ$  atrasado, generando una potencia reactiva de  $2.76[KVAR]$ .

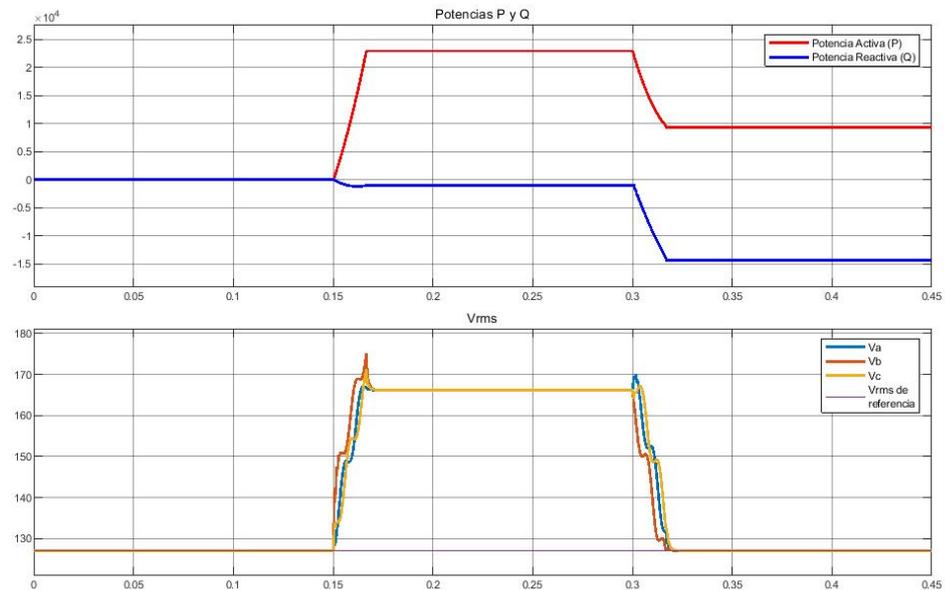
Finalmente, los resultados del modelo conmutado del inversor se muestran la Figura

4.13, donde tanto en operación como grid forming al inicio de la simulación como al momento de la conexión con el SEP de potencia se mantiene el mismo comportamiento que los modelos anteriores. El cambio de referencia de ángulo para alcanzar los mismos objetivos en inyección de potencia reactiva no representa ningún transitorio o dificultad para el controlador y logra alcanzar los valores impuestos por la referencia.

De esta manera es posible concluir que el RED en sus tres modelos, modelo matemático, modelo promediado y modelo conmutado del inversor son capaces de operar a una potencia reactiva constante, a través de la manipulación del ángulo de referencia de la corriente del inductor del filtro de segundo orden, cumpliendo con el segundo requisito de la categoría B del estándar IEEE 1547-2018.

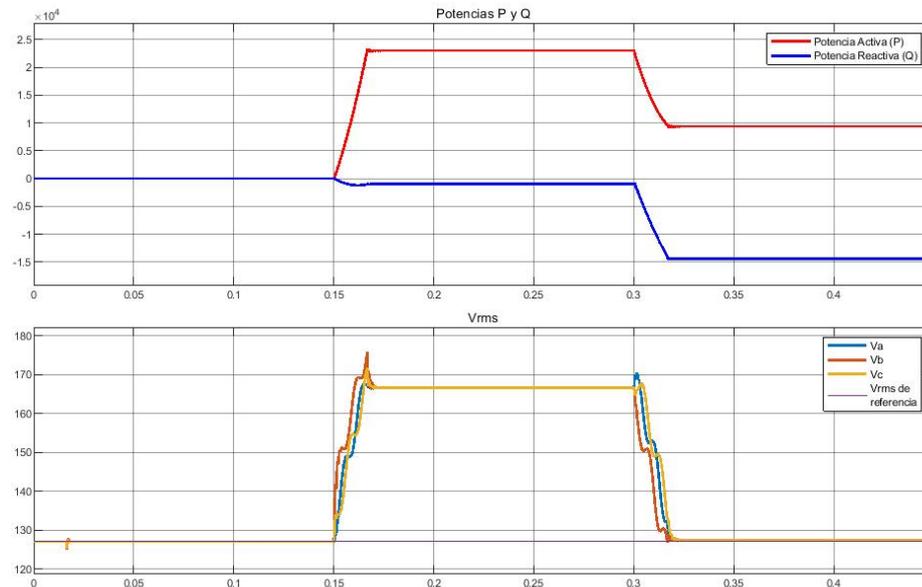
#### 4.2.4.3. Modo P-Q

El experimento inicia con la entrada en servicio del RED en 0.15[s], garantizando que se alcanza el nivel de voltaje y frecuencia deseado para entrar en servicio como se comprobó en las Sección 4.2.3. Los parámetros del inversor y del sistema trifásico son los mismos establecidos en la Tabla 4.4 y la Tabla 4.5. El experimento busca evidenciar la capacidad de controlar la potencia reactiva a través de manipular la potencia activa suministrada por el RED.



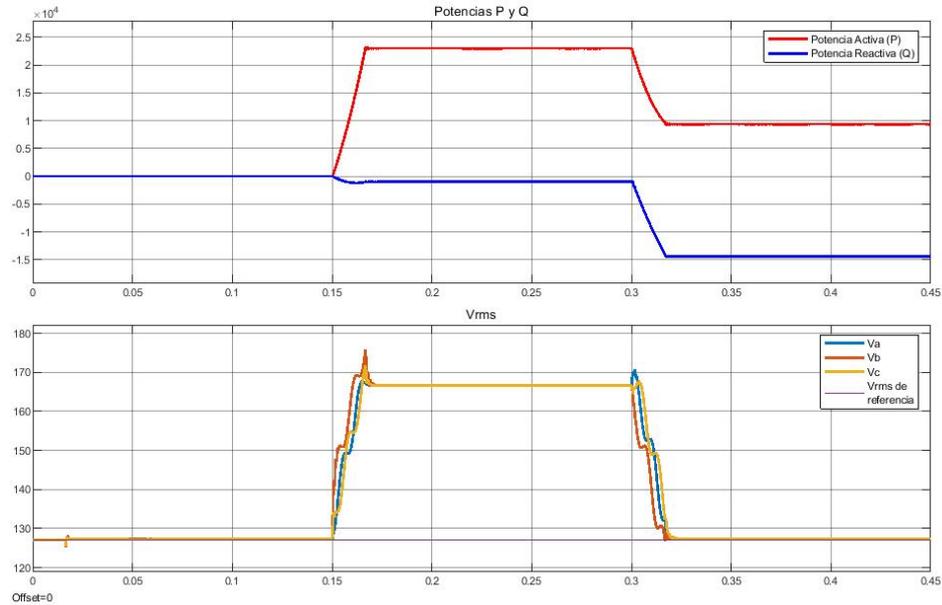
**Figura 4.14:** Resultados de experimento 3: Potencia activa por potencia reactiva (P-Q) en Modelo Matemático.

En la Figura 4.14 se muestra el resultado de la simulación para el modelo matemático del inversor. En el segundo 0.15[s] después de la entrada en servicio, el RED cambia de modo de operación a Grid following inyectando potencia al SEP local. Se le impone una referencia de corriente al controlador con una amplitud de  $I_{ref} = 65.31[A]$ . Lo cual genera un incremento en el voltaje rms línea neutro de  $166[V_{rms}]$  en el PoC, esto debido a que esa corriente de referencia ocasiona que la potencia activa inyectada por parte del RED al SEP sea de  $23 [KW]$  generando un sobrevoltaje mayor al voltaje de referencia del SEP  $V = 127[V_{rms}]$  como se muestra durante el periodo de 0.15[s] a 0.3[s], por lo que es necesario mitigar ese sobrevoltaje controlando la potencia reactiva. Como se demostró en la Sección 4.2.4.2, es posible controlar la potencia reactiva inyectada manipulando el ángulo de desfase a la corriente de referencia. Por lo que, para mitigar el sobrevoltaje, el ángulo de referencia de la corriente impuesta al controlador es de  $78^\circ$  adelantado con respecto al voltaje del capacitor del filtro de segundo orden a partir del segundo 0.3[s] hasta el final de la simulación. Este desfase logra mitigar el sobrevoltaje absorbiendo potencia reactiva y demostrando que el modelo matemático del inversor es capaz de trabajar en este modo de operación.



**Figura 4.15:** Resultados de experimento 3: Potencia activa por potencia reactiva (P-Q) en Modelo Promediado del inversor.

Los resultados del modelo promediado del inversor y se muestran en la Figura 4.15, donde el sobrevoltaje generado debido a la inyección de potencia de  $23 [KW]$  es de  $166.7[V_{rms}]$  durante el periodo de 0.15[s] y 0.3[s], con un pico de voltaje de  $175[V_{rms}]$  en la fase B. De igual manera se impone un ángulo de referencia a la corriente del inductor de  $78^\circ$  adelantado con respecto al voltaje del capacitor en 0.3[s]. Demostrando



**Figura 4.16:** Resultados de experimento 3: Potencia activa por potencia reactiva (P-Q) en Modelo Conmutado del inversor.

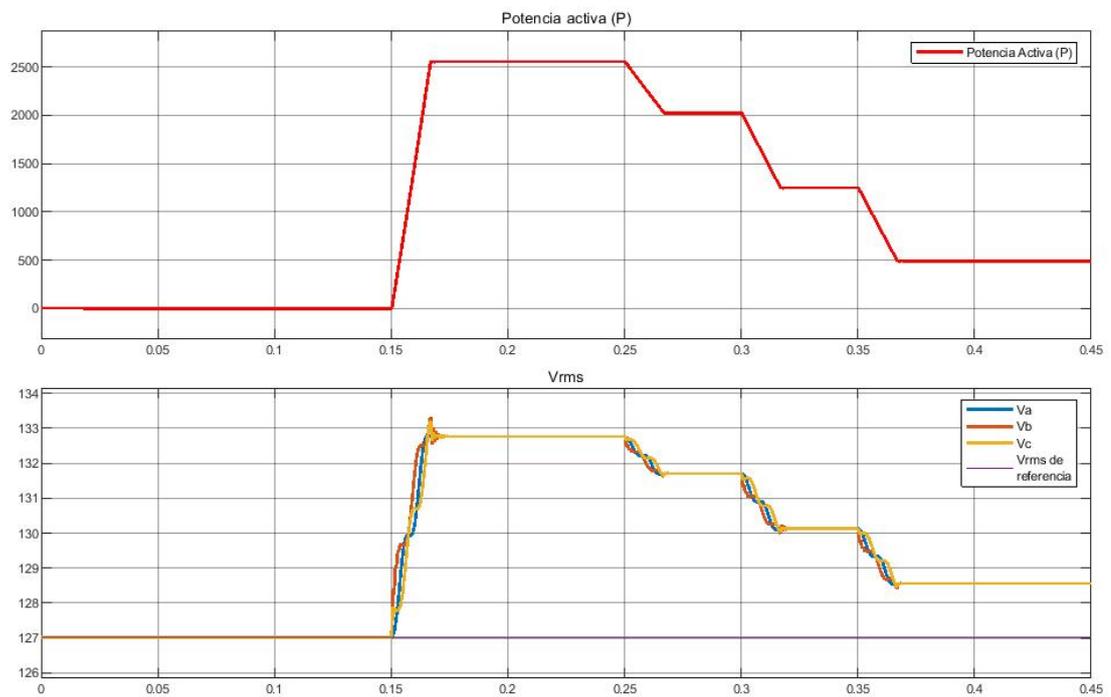
que también el modelo promediado del inversor es capaz de controlar el voltaje a través de inyección o absorción de potencia reactiva.

Para el modelo conmutado del inversor los resultados presentados en la Figura 4.16, presenta un puco de voltaje al momento de la interconexión entre el RED y el SEP local que alcanza  $176[V_{rms}]$ , y además presenta rizos muy pequeños en los cambios de potencia en el PoC esto debido a la conmutación de los dispositivos IGBT del inversor trifásico. Por otra parte, el modelo conmutado del inversor logra mitigar el sobrevoltaje con el ángulo de referencia de  $78^\circ$  en  $0.3[s]$  y se observa como el voltaje alcanza un valor de  $127.4[V_{rms}]$ . Concluyendo que este modelo también es capaz de operar en este modo de control de voltaje por potencia reactiva.

Es posible concluir que los tres modelos del RED el modelo matemático, el modelo promediado y el modelo conmutado del inversor son capaces de responder a incrementos de potencia activa que afecten el voltaje en el PoC de forma de sobrevoltaje a través de absorber potencia reactiva. Esto satisface el modo de operación de control de potencia activa por potencia reactiva de la categoría B del estándar IEEE 1547-2018.

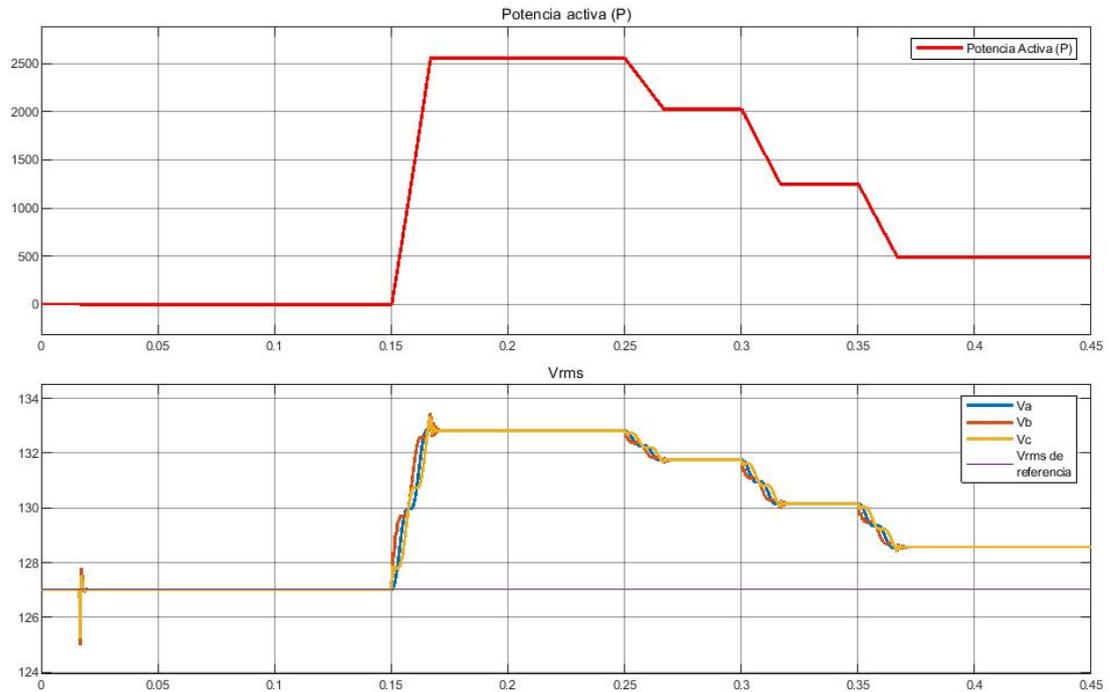
#### 4.2.4.4. Modo V-P

El experimento inicia con la entrada en servicio del RED en 0.15[s], garantizando que se alcanza el nivel de voltaje y frecuencia deseado para entrar en servicio como se comprobó en la Sección 4.2.3. Los parámetros del inversor y del sistema trifásico son los mismos establecidos en la Tabla 4.4 y la Tabla 4.5. Este experimento busca evidenciar la capacidad del RED de controlar el voltaje en el PoC a través de manipular la potencia activa suministrada por el RED.



**Figura 4.17:** Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia activa (V-P) en Modelo Matemático.

Para el experimento con el modelo matemático del inversor mostrado en la Figura 4.17, después de que el inversor entra en servicio al SEP local en 0.15[s], el modo de operación del inversor cambia de ser grid forming a grid following para poder suministrar potencia activa. Esto se logra imponiendo una referencia de corriente al inversor con amplitud de  $I_{ref} = 9.27[A]$ , generando una potencia activa inyectada por parte del RED al SEP local de 2.52[KW], considerándose esta potencia la capacidad de inyección máxima por parte del RED. La inyección de potencia activa al 100% de su capacidad dura 0.1[s] y como se muestra en la segunda gráfica de la Figura 4.17 se genera un sobrevoltaje que alcanza los 132.8[Vrms], es decir 1.04pu de voltaje. Este sobrevoltaje sobrepasa los niveles de operación que recomienda el estándar IEEE 1547-



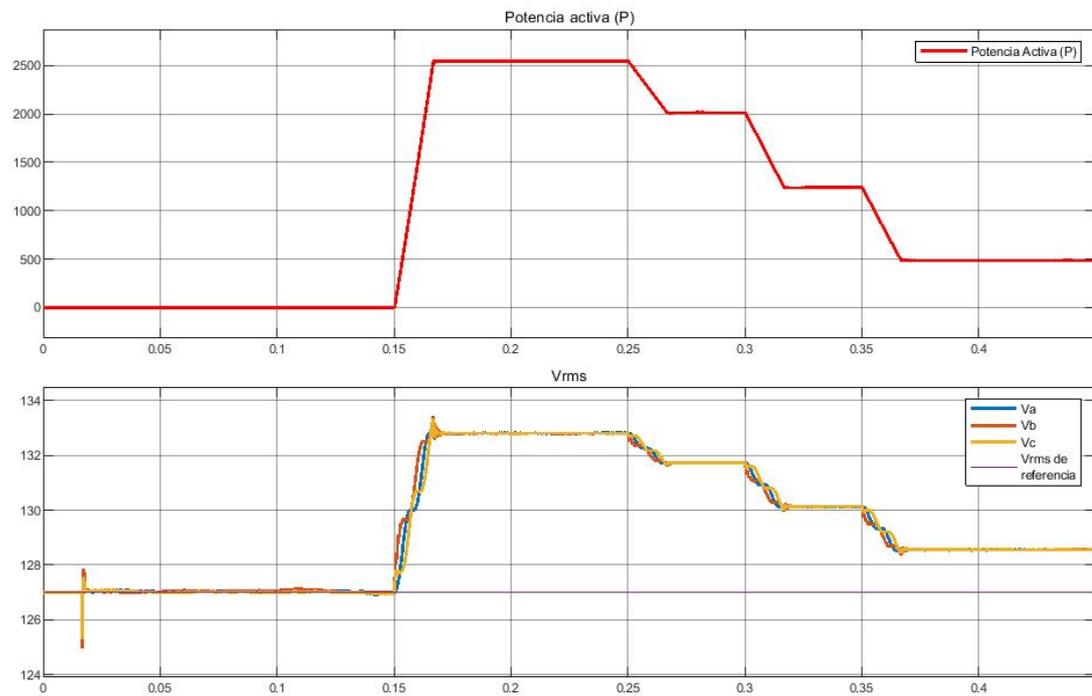
**Figura 4.18:** Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia activa (V-P) en Modelo Promediado del inversor.

2018, por lo tanto, es necesario disminuir la potencia activa para mitigar el sobrevoltaje.

Debido a este sobrevoltaje, que dura de 0.15[s] hasta los 0.25[s], la amplitud de corriente de referencia impuesta al controlador se disminuye un 80 % entregando 2 [KW] de potencia activa, dando como resultado un voltaje de 131.7[Vrms], es decir 1.03pu de voltaje. Con lo anterior se logra entrar en el rango de valores aceptables por el estándar, pero aún no es suficiente para regresar al valor nominal del voltaje, por lo tanto, en 0.3[s] la amplitud de la corriente se disminuye un 60 % entregando 1.24 [KW] dando un voltaje en el PoC de 130.1[Vrms], es decir 1.02pu de voltaje. Finalmente, en 0.35[s] hasta el final de la simulación en 0.45[s], la corriente de referencia se disminuye un 40 % generando 500[W] de potencia y un voltaje de 128.6[Vrms], alcanzando de esta manera el 1.01 pu de voltaje y mitigando el sobrevoltaje generado por la inyección de potencia activa.

El experimento del modelo promediado presentado en la Figura 4.18 inicia la simulación en modo de operación grid forming para asegurar un sincronismo y entrada en servicio correcto por parte del RED al SEP local. En el segundo 0.15[s] se cambia a modo de operación grid following y el RED comienza inyectando una potencia activa de 2.52 [KW] la cual se considera la potencia máxima que inyecta el RED lo cual genera

un sobrevoltaje de  $132.8[V_{rms}]$  o  $1.04 pu$ , por lo que para disminuir el sobrevoltaje en  $0.25[s]$  la amplitud de corriente de referencia impuesta al controlador se disminuye un  $80\%$  entregando  $2 [KW]$  de potencia activa, logrando que el voltaje disminuya a  $131.7[V_{rms}]$ . En el segundo  $0.3[S]$  la amplitud de la corriente disminuye un  $60\%$  entregando  $1.24 [KW]$  de potencia activa y generando un voltaje en el PoC de  $130.1[V_{rms}]$ . Para finalizar en  $0.35[s]$  la corriente de referencia disminuye un  $40\%$  generando  $500[W]$  de potencia y un voltaje de  $128.6[V_{rms}]$ . Como conclusión el modelo promediado del inversor es capaz de controlar el voltaje a través de la inyección de potencia activa.



**Figura 4.19:** Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia activa (V-P) en Modelo Conmutado del inversor.

El último experimento presnetado en la Figura 4.19 corresponde al modelo conmutado del inversor, donde el inversor comienza operando en modo grid forming y en  $0.15[s]$  el interruptor que conecta al RED y al SEP local se cierra entregando por parte del RED una potencia activa de  $2.52 [KW]$  que genera un sobrevoltaje de  $132.8[V_{rms}]$  o  $1.04 pu$ . Para demostrar la misma capacidad que los mdoelos anteriores el controlador disminuye la correinte de referencia un  $80\%$  entregando  $2 [KW]$  de potencia, logrando que el voltaje disminuya a  $131.7[V_{rms}]$ . En el segundo  $0.3[S]$  la amplitud de la corriente disminuye un  $60\%$  entregando  $1.24 [KW]$  de potencia activa y generando un voltaje en el PoC de  $130.1[V_{rms}]$  o  $1.02pu$  de voltaje. Finalmente, en  $0.35[s]$  la corriente de referencia disminuye un  $40\%$  generando  $500[W]$  de potencia y un voltaje de  $128.6[V_{rms}]$ .

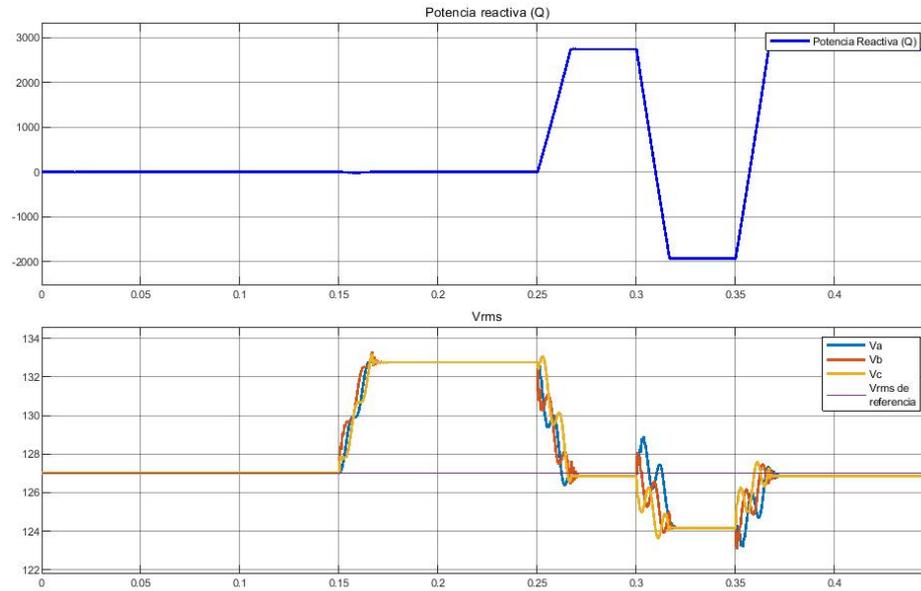
En conclusión, el modelo conmutado del inversor logra un control de voltaje por potencia activa con presencia de oscilaciones del voltaje rms a lo largo de la simulación, esto debido a la conmutación de los dispositivos de electrónica de potencia.

Con base en los resultados presentados se puede concluir que el RED utilizando el control basado en pasividad tiene la capacidad de responder a cambios de voltaje del sistema ajustando la potencia activa suministrada, un requisito que solicitaba el estándar IEEE 1547-2018 para la categoría B de operación normal en los modelos matemático, promediado y conmutado del inversor.

#### 4.2.4.5. Modo V-Q

El experimento inicia con la entrada en servicio del RED en 0.15[s], garantizando que se alcanza el nivel de voltaje y frecuencia deseado para entrar en servicio como se comprobó en la Sección 4.2.3. Los parámetros del inversor y del sistema trifásico son los mismos establecidos en la Tabla 4.4 y la Tabla 4.5. Este experimento busca evidenciar la capacidad del RED de controlar el voltaje en el PoC a través de manipular la inyección o absorción de potencia reactiva que suministra el RED. De acuerdo con el estándar IEEE 1547-2018, el RED debe de tener la capacidad de responder a sobrevoltajes en el PoC ya sea inyectando o absorbiendo potencia reactiva. Lo cual se logra manipulando el ángulo de desfase de la corriente de referencia impuesta al inductor del filtro paso bajas como se realizó en la Sección 4.2.4.2. Manipulando el ángulo de desfase es posible controlar la inyección o absorción de potencia reactiva por parte del RED, de manera que si se adelanta el ángulo de la corriente del inductor con respecto al voltaje del capacitor el RED tendrá la capacidad de absorber potencia reactiva, elevando el voltaje en el PoC. En caso inverso, si se atrasa el ángulo de la corriente con respecto al ángulo del voltaje del capacitor, el RED inyectará potencia reactiva para disminuir el voltaje en el PoC.

El primer experimento se realizó en el modelo matemático como se muestra en los resultados de la Figura 4.20, donde después de la entrada en servicio en 0.15[s] por parte del RED al SEP local, el RED cambia de modo de operación a Grid following inyectando potencia al SEP local de la misma manera como se realizó en la sección anterior definiendo una referencia de corriente para el control basado en pasividad con amplitud de  $I_{ref} = 9.27[A]$  y se genera un sobrevoltaje a la salida del filtro paso bajas con valor de  $132.8[V_{rms}]$  es decir 1.04 pu de voltaje. Este sobrevoltaje se mantiene desde 0.15[s] hasta 0.25[s], por lo tanto, para regresar el voltaje a su valor nominal de  $127[V_{rms}]$ , se impone un desfase de ángulo a la corriente de referencia en 0.25[s] de  $-120^\circ$  atrasado lo cual genera una inyección de potencia reactiva por parte del RED hacia el SEP local de  $2.74[KVAR]$  y regresa el voltaje en el PoC a su valor nominal de  $127[V_{rms}]$ . En 0.3[s] el voltaje disminuye a  $124[V_{rms}]$  o 0.97 pu de voltaje. Esto debido a que se le impuso un ángulo de desfase adelantado  $100^\circ$ , por lo que el

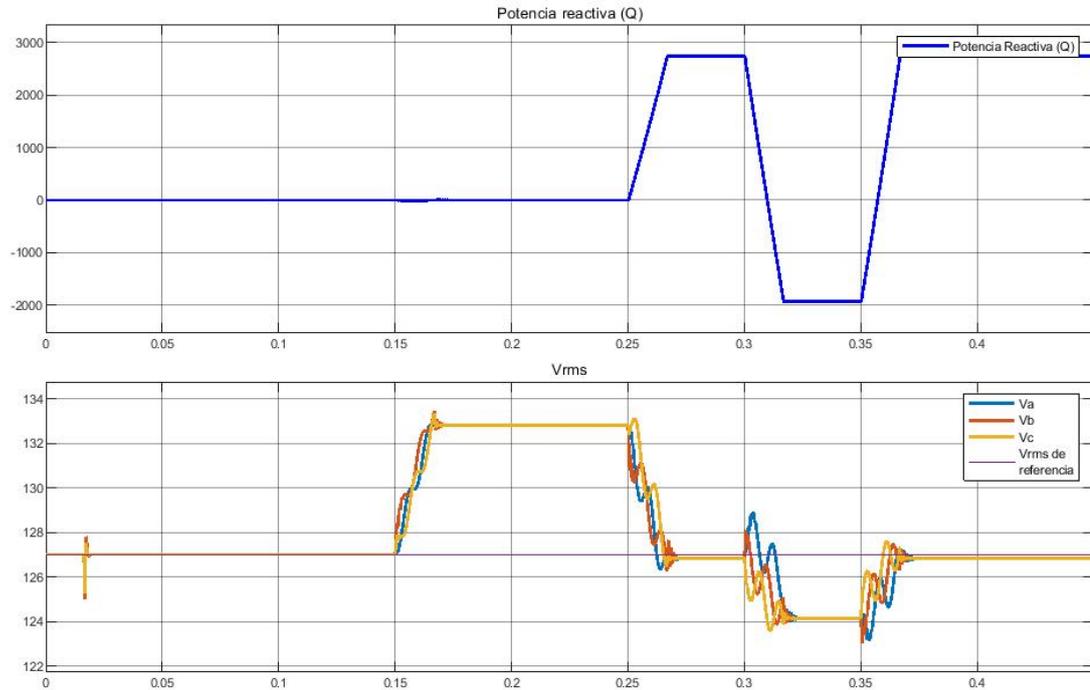


**Figura 4.20:** Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia reactiva (V-Q) en Modelo Matemático.

RED debe absorber reactivos para regresar el voltaje a su valor nominal, en el segundo 0.35[s] se impone un ángulo de desfase atrasado de  $-120^\circ$  para inyectar reactivos lo cual genera que el voltaje rms regrese a su valor nominal de 127[Vrms]. Con este experimento se demuestra que el modelo matemático del inversor tiene la capacidad de absorber e inyectar reactivos para controlar el voltaje en el PoC.

Los resultados del experimento con el modelo promediado del inversor se presentan en la Figura 4.21 y después de la entrada en servicio en 0.15[s] se cierra el interruptor que conecta al RED con el SEP local donde se observa una pequeña perturbación debido a la conexión. Posterior a la entrada en servicio, en el PoC se presenta un sobrevoltaje con valor de 132.8[Vrms] y alcanza un pico de 133.5[Vrms] por lo cual el RED en 0.25[s] inyecta 2.74[KVAR] para regresar el voltaje a su valor nominal, esto se logró imponiendo un ángulo de desfase al inversor de  $-120^\circ$  atrasado. En el segundo 0.35[s] se presenta un bajo voltaje de 124[Vrms] o 0.97 pu de voltaje generado por la absorción de reactivos por parte del RED. Finalmente, para elevar el voltaje se le impone un ángulo de desfase atrasado de  $-120^\circ$  para inyectar reactivos y regresar el voltaje a su valor nominal de 127[Vrms]. Concluyendo que el modelo promediado del inversor también es capaz de brindar un control de voltaje por potencia reactiva.

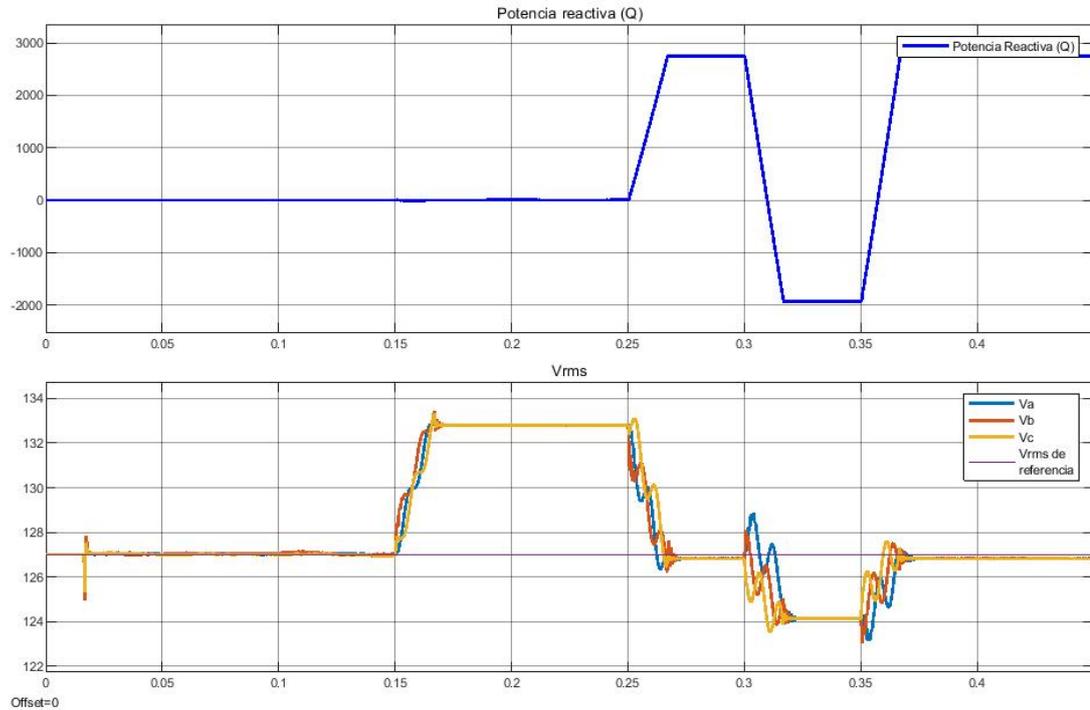
El último experimento se realizó con el modelo conmutado del inversor en los resultados presentados en la Figura 4.22, donde la conmutación de los dispositivos de electrónica de potencia genera ligeros transitorios en el voltaje que se aprecian a modo



**Figura 4.21:** Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia reactiva (V-Q) en Modelo Promediado del inversor.

de rizo durante toda la simulación. Después de la conexión del RED con el SEP local en 0.15[s], se genera el sobrevoltaje de 132.8[Vrms] por lo que el RED en 0.25[s], inyecta 2.74[KVAR] para regresar el voltaje a su valor nominal, imponiendo un ángulo de desfasamiento al inversor de  $-120^\circ$  atrasado. En 0.25[s] el RED absorbe -1.93[KVAR] para generar un bajo voltaje que se refleja en el PoC con valor de 124[Vrms], por lo que para regresar el voltaje a su valor nominal el RED inyecta 2.74[KVAR] debido al ángulo de desfasamiento atrasado de  $-120^\circ$ , lo que eleva el voltaje a 127[Vrms]. Como conclusión de este modelo, la conmutación de los dispositivos IGBT influye en el nivel de distorsión que se genera en las señales, pero no es impedimento para el control basado en pasividad y cumple con el requisito de control de voltaje por potencia reactiva.

De esta manera se logra comprobar que el RED para el modelo matemático del inversor, el modelo promediado y el modelo conmutado del inversor tienen la capacidad de operar en el modo de control de voltaje por potencia reactiva pudiendo absorber o inyectar potencia reactiva en el PoC, para mitigar o elevar el voltaje en terminales del capacitor del filtro de segundo orden. Cumpliendo finalmente con el último modo de control que recomienda el estándar IEEE 1547-2018.



**Figura 4.22:** Resultados de experimento 3: Control de voltaje por potencia reactiva (V-Q) en Modelo Conmutado del inversor.

#### 4.2.5. Análisis de armónicos

Las cargas dentro del sistema eléctrico de potencia suelen tener una naturaleza no lineal debido a variadores de velocidad, motores o cualquier equipo con componentes activos (diodos, transistores, etc). Esta naturaleza y demanda de corriente no lineal, genera la necesidad de mantener el voltaje suministrado a una frecuencia y forma de onda senoidal.

Los armónicos generados en el voltaje son múltiplos enteros de una frecuencia fundamental [10], lo cual al utilizar la Transformada de Fourier en cualquier señal periódica, permite descomponer en la suma de señales senoidales cuya frecuencia es múltiplo de la fundamental.

Los armónicos pueden clasificarse en dos tipos: los pares y los impares. Los armónicos pares solo existen cuando hay asimetría en la señal debido a una componente de corriente directa. Por otra parte, los armónicos impares son los que se encuentran habitualmente en edificios comerciales, instalaciones eléctricas o industriales.

Una de las formas más utilizadas para observar la amplitud de los armónicos en

función de la fundamental, es el Espectro Armónico, donde cada barra representa un armónico pudiendo tener armónicos de orden 3,5,7, etc. Por otra parte, la distorsión armónica es una forma de representar el contenido de armónicos que tiene una señal, en forma de corriente o de voltaje y se cuantifica mediante el índice llamado distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés).

El estándar IEEE 1547-2018 en el tema de armónicos, hace referencia al estándar IEEE 519-2014 [23] de recomendaciones prácticas y requisitos de control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia. Por lo tanto, el experimento que se presenta a continuación esta basado en la tabla de límites de armónicos de voltaje recomendados por el estándar 519-2014, mostrado en la Tabla 4.6

Voltaje en el PCC	Armónico individual [%]	Distorsión armónica total (THD) [%]
$V \leq 1.0 \text{ KV}$	5.0	8.0
$1 \text{ KV} < V \leq 69 \text{ KV}$	3.0	5.0
$69 \text{ KV} < V \leq 161 \text{ KV}$	1.5	2.5
$161 \text{ KV} < V$	1.0	1.5

**Tabla 4.6:** Tabla de límites de distorsión recomendados por el estándar IEEE 519-2014, [23].

El experimento se realizó únicamente con el modelo conmutado del inversor, debido a que es el único donde la distorsión armónica debido a los componentes de electrónica de potencia puede verse reflejada. Los parámetros del inversor son los mismos presentados en la Tabla 4.4 mientras que en este experimento el RED estará operando en modo aislado y únicamente conectado a una carga no lineal.

La carga no lineal está representada por un rectificador trifásico, cuya naturaleza debido al encendido y apagado de los diodos demandara una corriente no senoidal. Por lo tanto, el propósito de este experimento es mantener un voltaje en terminales de la carga senoidal y sin sobrepasar los niveles de voltaje recomendados por el estándar IEEE 519-2014.

Este experimento inicia la simulación completamente aislado del SEP y esta conectado a la carga no lineal. Como el objetivo es mantener el nivel de voltaje, se opera el RED en modo grid forming desde que inicia la simulación. El estándar IEEE 519-2014 propone una ventana de medición de 12 ciclos para poder evaluar el comportamiento armónico de la señal de voltaje, por lo tanto, la simulación durará 0.4[s] y se comenzará

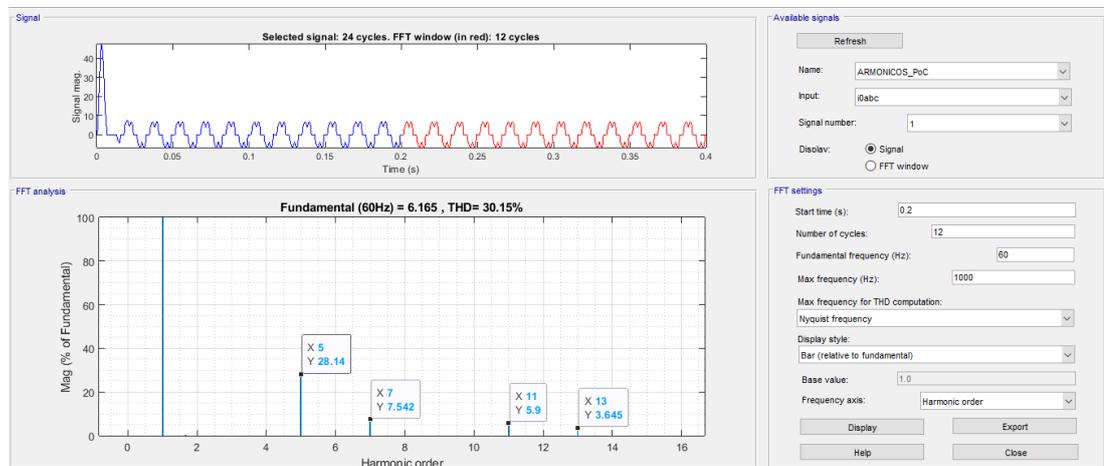


Figura 4.23: Orden armónico de la corriente de la carga no lineal.

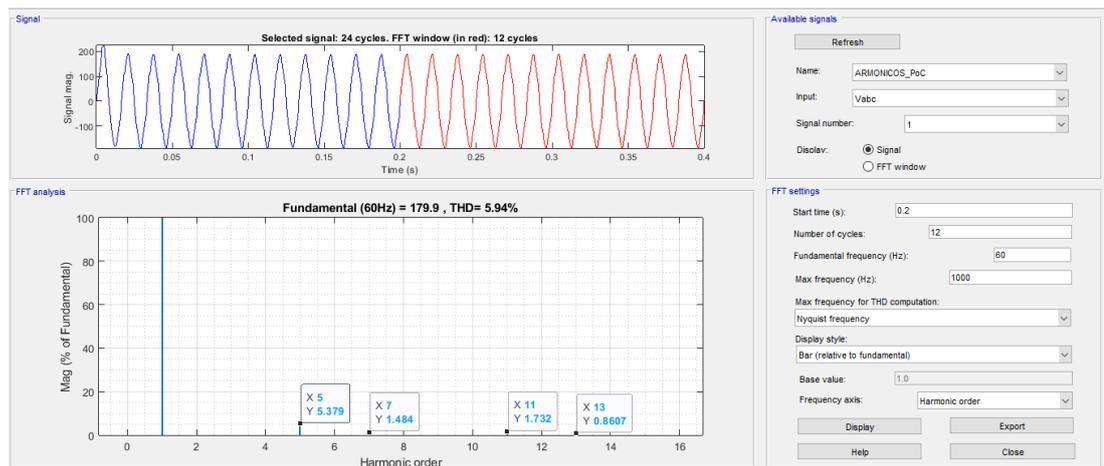


Figura 4.24: Orden armónico del voltaje en terminales de la carga.

a evaluar desde el segundo 0.2[s].

Como se puede ver los resultados del análisis de Fourier en la Figura 4.23, muestran el orden armónico de la corriente que genera la carga no lineal. Donde sobresalen el armónico número 5 , 7 , 11 y 13. Por otro lado, el voltaje en terminales de la carga mostrado en la Figura 4.24 y que es suministrado enteramente por el RED tiene un THD de voltaje de 5.94% con respecto a la señal de voltaje fundamental. Lo cual para un nivel de voltaje menor a 1 [KV] se encuentra en el rango permitido, ya que el estándar 519-2014 propone que el límite de distorsión de voltaje para ese nivel de tensión es de 8% de THD.

Por lo tanto, es posible concluir que el RED operando en modo aislado, presenta un comportamiento que logra estar dentro del rango permitido por el estándar a ese nivel de voltaje, esto siendo complemento con los anteriores experimentos del estándar IEEE 1547-2018.

#### 4.2.6. Discusión de resultados

El modelo matemático del inversor presenta un comportamiento ideal para un recurso de energía distribuida que se interconecta a una red eléctrica ya que en ningún escenario práctico las respuestas ante perturbaciones o la utilización de dispositivos ideales se acercan a lo implementado en la industria eléctrica, por lo que sus resultados en cada uno de los experimentos sirven como guía para la implementación de modelos más elaborados.

Por otra parte, el modelo promediado del inversor compuesto por dispositivos físicos como inductores, capacitores y resistencias ya involucran un acercamiento más real a lo implementado en la práctica, sin embargo un inversor representado en su forma promediada no logra demostrar la capacidad del controlador ante un inversor real compuesto por dispositivos de electrónica de potencia que hacen la conmutación de la energía, quedando como un acercamiento mas real pero a un paso más de lo implementado en la industria eléctrica, por lo que los resultados obtenidos con el modelo promediado del inversor demuestran la capacidad de operar ante una conexión real a un SEP pero con un inversor operando de forma ideal.

El modelo que se acerca mas a lo implementado en la práctica es el modelo conmutado del inversor. Donde se puede observar que la conmutación de los dispositivos IGBT del modelo presentan una distorsión en las señales de voltaje como se determinó en las Secciones 4.2.4.4y 4.2.4.5. En la Sección 4.2.4.3 se presentan rizos en la potencia activa y reactiva, de igual manera en la sección 4.2.4.2 se puede observar ligeros rizos en los cambios de potencia reactiva suministrada por el RED. La frecuencia en el PoC presenta oscilaciones constantes durante la simulación como se presentó en la Sección 4.2.3. Por otra parte, la inclusión de los dispositivos de electrónica de potencia en este modelo genera armónicos en la señal de voltaje ante una carga no lineal como se presentó en la Sección 4.2.5 donde a pesar de tener conectado una carga no línea el controlador logra mantener una señal senoidal de voltaje trifásica con un THD permitido para el estándar IEEE 1547-2018. Esto genera un acercamiento más real a lo implementado por en la industria eléctrica y es suficiente con el cumplimiento de los parámetros que indica el estándar para garantizar un funcionamiento adecuado y dentro de las normativas internacionales.

## Conclusiones y trabajo futuro

---

Los sistemas eléctricos de potencia cuentan con una base de estudio bastante sólida, pero actualmente se ha retomado el tema debido a la importancia de generar nuevas estrategias de operación, así como formas de análisis para mejorar el desempeño de la red. El suministro de la energía eléctrica a pesar de tener un funcionamiento correcto y estable, esta entrando en una etapa de integración de fuentes alternativas de generación. Debido a la estructura unidireccional que existe en el sistema eléctrico de potencia, las probabilidades de fallas y corte del suministro son más frecuentes.

En la actualidad por cuestiones ambientales de sustentabilidad se tiene una diversificación de fuentes de energía, las cuales se intentan incluir a la estructura del sistema eléctrico de potencia, para generar una red bidireccional, proporcionar generación distribuida y tener un control más local de la red eléctrica, orillando a las tecnologías a generar redes inteligentes.

Además, actualmente los dispositivos encargados de realizar el acondicionamiento de energía suministrada por las fuentes alternativas ya cuentan con tecnología suficiente para ser estudiados y trabajados por distintas metodologías de control. Tal es el caso del control del punto de máxima extracción de potencia (MPPT), el control centralizado, control distribuido, entre otros.

Así pues, este trabajo de tesis hace énfasis en una técnica de control basada en pasividad para una fuente de energía renovable que desea interconectarse a un sistema eléctrico en completa operación, con la finalidad de generar una alternativa diferente y además evaluarla con respecto a un estándar reconocido internacionalmente que es el de IEEE 1547-2018 para la interconexión de fuentes de generación distribuida. Este estándar es la base de distintos códigos de red como el Código de Red Mexicano, por lo tanto, la perspectiva de la evaluación es general y apta no únicamente para un sistema.

Los resultados de la evaluación para un recurso de energía distribuida que desea interconectarse al sistema eléctrico son favorecedores, demostrando que el control ba-

---

sado en pasividad tiene la capacidad de interconectarse y sincronizarse con la red a la que se desea conectar, además de operar en los cinco modos de operación que propone el estándar para recursos de energía distribuida tipo B. Los cuales son el control de factor de potencia, potencia reactiva, control de voltaje por potencia activa y reactiva, y finalmente control de potencia activa por potencia reactiva.

Como trabajo futuro, una de las evaluaciones que sería oportuna realizar, es la evaluación con el código de red mexicano, para ver si reduciendo las limitantes del estándar, el control basado en pasividad logra controlar de manera adecuada el recurso de energía distribuida. Otra propuesta de trabajo a futuro sería demostrar la capacidad de que el recurso de energía distribuida controlado por el control basado en pasividad, logra abarcar las condiciones de operación anormal que propone el estándar IEEE 1547-2018, como son los fenómenos transitorios, la respuesta en frecuencia, armónicos y flicker.

## Bibliografía

---

- [1] AKORO, E., FAYE, M. E., Moustapha, S., MAIGA, A. S., et al. (2018). Different topologies of three-phase grid connected inverter for photovoltaic systems, a review. *Sciences Appliquées et de l'Ingénieur*, 2(2):33–41. [8](#)
- [2] Avila-Becerril, S. and Espinosa-Pérez, G. (2020). Control of islanded microgrids considering power converter dynamics. *International Journal of Control*, pages 1–11. [22](#)
- [3] Avila-Becerril, S., Espinosa-Pérez, G., and Fernandez, P. (2016). Dynamic characterization of typical electrical circuits via structural properties. *Mathematical Problems in Engineering*, 2016. [8](#), [10](#), [20](#), [25](#)
- [4] Avila-Becerril, S., Espinosa-Pérez, G., Montoya, O. D., and Garces, A. (2020). Passivity-based control of islanded microgrids with unknown power loads. *IMA Journal of Mathematical Control and Information*, 37(4):1548–1573. [8](#)
- [5] Avila-Becerril, S., Montoya, O. D., Espinosa-Pérez, G., and Garcés, A. (2018). Control of a detailed model of microgrids from a hamiltonian approach. *IFAC-PapersOnLine*, 51(3):187–192. [8](#)
- [6] Ballester, E. and Piqué, R. (2011). *Electrónica de potencia: principios fundamentales y estructuras básicas*, volume 3. Marcombo. [15](#)
- [7] Bidram, A. and Davoudi, A. (Diciembre 2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 3:4. [7](#)
- [8] Cucuzzella, M., Kosaraju, K. C., and Scherpen, J. M. (2019). Distributed passivity-based control of dc microgrids. In *2019 American Control Conference (ACC)*, pages 652–657. IEEE. [9](#)
- [9] de Souza, A. C. Z. and Castilla, M. (2019). *Microgrids design and implementation*. Springer. [5](#)
- [10] Horikoshi, I. (2009). Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red. B.S. thesis. [57](#)

- 
- [11] IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, D. G. and Storage, E. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE. [VII](#), [IX](#), [IX](#), [3](#), [8](#), [12](#), [31](#), [32](#), [33](#)
- [12] Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., and Dimeas, A. (2008). Microgrids management. *IEEE power and energy magazine*, 6(3):54–65. [1](#)
- [13] Kouro, S., Leon, J. I., Vinnikov, D., and Franquelo, L. G. (2015). Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging pv converter technology. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 9(1):47–61. [VII](#), [8](#), [16](#), [17](#)
- [14] LUU, N. A. (2014). Control and management strategies for a microgrid. Master’s thesis, Escuela de Doctorado de Grenoble (Francia) Electrónica, Electrotecnia, Automatización y Procesamiento de Señales. [9](#)
- [15] Micallef, A., A. M. S.-S. C. G. J. M. and Vasquez, J. C. (Mayo 2014). Reactive power sharing and voltage harmonic distortion compensation of droop controlled single phase islanded microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 5:3. [9](#)
- [16] Narang, D. J. and Ingram, M. (2019). Highlights of iee standard 1547-2018. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). [31](#)
- [17] Nasirian, V., S. Q. G.-J. M. L. F. L. and Davoudi, A. (Febrero 2016). Droop-free distributed control for ac microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, 31:2. [9](#)
- [18] of Electricity Delivery, O. and Reliability, E. (28 Agosto 2015 [Online]). Microgrids and best practices. [2](#)
- [19] on Large Electricity Systems, I. C. ([Online]). Cigre. [3](#)
- [20] Ortega, R., Perez, J. A. L., Nicklasson, P. J., and Sira-Ramirez, H. J. (2013). *Passivity-based control of Euler-Lagrange systems: mechanical, electrical and electro-mechanical applications*. Springer Science & Business Media. [8](#), [10](#), [24](#), [25](#)
- [21] Ortega-Velázquez, I., Espinosa-Pérez, G., and Espinoza-Trejo, D. (2018). Control basado en pasividad para sistemas fotovoltaicos con mppt distribuido. [VII](#), [8](#), [10](#), [11](#), [22](#), [25](#)
- [22] Parrado-Duque, A., Rodríguez-Velásquez, R., Osma-Pinto, G., and Ordóñez-Plata, G. (2019). Integration of photovoltaic system in low voltage electrical network of the electrical engineering building. In *2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, pages 1–6. IEEE. [10](#), [31](#)
-

- [23] Power, I., Transmission, E. S., and Committee, D. (2014). *IEEE IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. IEEE. ix, 58
- [24] Prabakar, K., Singh, A., and Tombari, C. (2019). Ieee 1547-2018 based interoperable pv inverter with advanced grid-support functions. In *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pages 2072–2077. IEEE. 10
- [25] Reilly, J. and Joos, G. (2019). Integration and aggregation of distributed energy resources—operating approaches, standards and guidelines. 1
- [26] Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., and Rodriguez, P. (2012). Control of power converters in ac microgrids. *IEEE transactions on power electronics*, 27(11):4734–4749. vii, 26
- [27] Savaghebi, M., J. A. V. J. C. and Guerrero, J. M. (Diciembre 2012). Secondary control for voltage quality enhancement in microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 3:4. 9
- [28] Shafiee, Q., N. V. G. J. M. L. F. L. and Davoudi, A. (2014). Team-oriented adaptive droop control for autonomous ac microgrids. *40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. 9
- [29] Shafiee, Q., N. V. V. J. C. G. J. M. and Davoudi, A. (Julio 2018). A multi-functional fully distributed control framework for ac microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 9:4. 9
- [30] Shafiee, Q., V. J. C. and Guerrero, J. M. (Febrero 2014). Distributed secondary control for islanded microgrids - a novel approach. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, 29:2. 9
- [31] Tencate, T., Oriti, G., and Julian, A. (2020). Comparison of control methods for single-phase inverters to meet the requirements in ieee standard 1547–2018. In *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, pages 1–6. IEEE. 10