

CONTROL DE UN CONVERTIDOR DC-AC PARA LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED ELECTRICA EN CONDICIÓN DE DESBALANCE

Viviana Cardona Sanchez
Cristian Camilo Cardona Bedoya

Trabajo de grado presentado como requisito
Parcial para optar al título en
Ingeniero Electricista

Director
Andrés Escobar Mejía (PhD)

Pereira, Febrero de 2016
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica
Grupo de investigación en electrónica de potencia



Notas de Aceptación

Director

Jurado

Pereira, Noviembre 2015

**CONTROL DE UN CONVERTIDOR DC-AC PARA LA INTEGRACIÓN DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED ELECTRICA EN CONDICIÓN DE
DESBALANCE**

Viviana Cardona Sanchez

Cristian Camilo Cardona Bedoya

Pereira, Febrero de 2016

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

Programa de Ingeniería Eléctrica

Grupo de investigación en electrónica de potencia

Agradecimientos

Por medio de estas líneas queremos expresar nuestro más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda nos colaboraron para la realización de este presente trabajo, en especial al Dr. A Escobar Mejía, director de este trabajo, por su interés mostrado, la orientación, el seguimiento y la dedicación continúa de la misma, pero sobre todo por el apoyo constante que nos brindaba, la motivación y animo que en muchas ocasiones nos hacía falta.

Un agradecimiento muy especial para él por la comprensión y paciencia recibidas de su parte, Le agradecemos también el habernos facilitado siempre los medios suficientes para llevar a cabo todas las actividades propuestas durante el desarrollo de esta tesis. Muchas gracias Profesor y esperamos verlos pronto.

¡Por su dedicación y compromiso su labor es muy valiosa!

Dedicatoria

Dedicamos este trabajo a Dios porque ha estado con nosotros en cada paso que damos cuidándonos y dándonos fuerza, a nuestros padres quienes a lo largo de todas nuestras vidas han velado por nuestro bienestar y educación siendo un apoyo en todo momento, acompañándonos en momentos de alegría y a la vez de tristeza, nos han motivado en nuestra formación académica, creyeron en nosotros en todo momento y nunca dudaron de nuestra inteligencia y capacidad. Su tenacidad y lucha insaciable han hecho de ellos el gran ejemplo a seguir y destacar, no solo para mí, sino para mis hermanos. Es por ellos que somos lo que somos ahora. Los amamos

A nuestros profesores a quienes les debo gran parte de mis conocimientos, gracias a su paciencia.

Resumen

Con el incremento de las cargas no lineales en las aplicaciones industriales, surgen problemas de distorsión armónica en las señales de voltaje y de corriente, lo cual provoca pérdidas de energía y empeoramiento del factor de potencia, afectando la calidad de la energía en los sistemas eléctricos industriales. Para resolver estos problemas se han utilizado entre otros métodos, arreglos de capacitores y reactores conocidos como filtros pasivos, los cuales pueden presentar problemas de resonancia con la impedancia de la red, sobre compensación de la potencia reactiva a la frecuencia fundamental y una pobre flexibilidad dinámica para compensar diferentes componentes de frecuencias armónicas. Como una solución a los problemas mencionados, se han desarrollado los filtros resonantes, cuyas características se adaptan de forma dinámica a las necesidades del sistema a compensar. En este proyecto se presentan el modelado y los resultados de la simulación de filtros resonantes SOGI y ROGI de corriente utilizado para eliminar el contenido armónico de un sistema eléctrico en condición de desbalance. Para producir el desbalance en la red se hizo uso de una fuente programable de tensión la cual se encarga de generar los armónicos deseados en el sistema dependiendo del caso de estudio.

Contenido

CAPITULO I.....	10
INTRODUCCIÓN	10
1.1 Planteamiento del problema	10
1.2 Justificación.....	11
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo General	12
1.4 Estado del arte	13
1.5 Estructura del Trabajo de Grado	14
CAPITULO II	15
2.1 Generación Distribuida	15
2.2 Algunos Tipos de GD que se Pueden Conectar a la Red Eléctrica	17
Generación Eólica	17
Generación Solar	18
Batería de Plomo y Acido	18
2.3 Mejora de la Calidad de la Energía Eléctrica	19
2.4 Electrónica de Potencia para la Integración de Renovables a la Red en Condiciones de Desbalance	20
Convertidores electrónicos de potencia tipo VSC.....	21
Sogi	22
Rogi	22
CAPITULO III.....	23
REQUERIMIENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED ELÉCTRICA.....	23
3.1 Introducción	23
3.2 Requerimientos Generales.....	24
Regulación de Tensión en el Punto de Conexión.....	24
Tensiones en la Red en Régimen de Operación Normal.....	24
Variaciones de Tensión en la Conexión o Desconexión del Generador Distribuido	25
Funcionamiento en Isla no Intencional	25
Comportamiento del Generador Frente a Fallas en la Red de Distribución.....	25
Comportamiento del Generador Frente a Recierres en la Red de Distribución	26
Tensión.....	26

Frecuencia	28
Armónicos	28
CAPITULO IV	29
CONTROL DE CONVERTIDORES VSC.....	29
4.1 Introducción	29
4.2 Descripción del VSC.....	30
4.3 Modulación de un VSC Mediante Ancho de Pulso.....	30
4.4 Control de Voltaje por Ancho de Pulso	31
4.4.1 Modulación por Ancho de Pulso (PWM).....	31
4.4.2 Modulación por Ancho de Pulso (PWM) Trifásico	33
4.5 Esquema de Control	34
4.5.1 Transformada de Clarke y Park.....	35
4.5.2 Transformada de Clarke.....	35
4.5.3 Transformación de Park.....	36
4.6 Método de Control Propuesto	37
4.6.1 Compensación de Voltaje.....	37
4.6.2 Sogi	40
4.6.3 Rogi.....	41
4.7 Conexión Con la Red	42
CAPITULO V	43
PRUEBAS DE SIMULACIÓN	43
5.1 Control del Convertidor VSC en Condiciones Normales.....	43
Esquema general	44
Transformación de Clarke Para la Tensión	45
Transformación de Park Para la Tensión	46
Transformación de Clarke Para la Corriente.....	47
Transformación de Park Para la Corriente	47
Esquema General VOC	48
Control de Corriente Id,Iq	49
Tensión y Corriente en el Punto de Conexión con la Red.....	52
5.2 Control del Convertidor VSC en Condiciones de Desbalance	53
Esquema General del Convertidor VSC Conectado a la Red con Fuente Desbalanceada	53
Esquema de Control VOC con SOGI y ROGI	54

Control de Corriente I_d, I_q	56
Tensión y corriente en el punto de conexión con la red	58
5.3 Conclusiones	59
Bibliografía	60

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos actuales están dominados por grandes centrales generadoras que se encuentran localizadas a gran distancia de los centros de consumo y cerca de las fuentes de energía primaria. Dicho modelo centralizado requiere de la construcción de líneas de transmisión para transportar la energía eléctrica y se caracteriza por tener una relación costo-beneficio aceptable. Sin embargo, la creciente motivación de explotar recursos de manera local, la tendencia de dejar de depender de una sola fuente de generación y la necesidad de reducir la emisión de gases causantes del efecto invernadero (e.g., CO₂) a la atmosfera, crea la necesidad de explorar nuevas alternativas al modelo centralizado [1].

La generación distribuida (GD) surge como una nueva opción al modelo centralizado. Esta consiste en la utilización de fuentes de energía eléctrica con potencias y voltajes inferiores a 10 MVA y 69 kV respectivamente [2], con el fin de generar energía de manera local y cerca de los centros de consumo. La generación a partir de baterías, micro turbinas, paneles solares, turbinas eólica, etc., son algunos de los ejemplos más claros de este tipo de generación [1].

Los avances en la EP permiten el uso de nuevas tecnologías que hacen más flexible y segura la explotación de redes eléctricas. La implementación de la EP en los sistemas eléctricos permite: Aumentar el grado de estabilidad de la red, incrementar los niveles de penetración de las energías renovables, incrementar los límites de estabilidad del sistema eléctrico y mejorar la calidad de la energía [3].

Idealmente las tensiones en los sistemas eléctricos son balanceadas, sin embargo debido a la existencia de cargas no lineales y desbalanceadas, se presentan diferencias en los niveles de tensión de cada una de las fases de la red.

Como se mencionó anteriormente las redes de distribución de energía eléctrica presentan perturbaciones debido a la conexión de cargas no lineales o a maniobras de operación en la red, entre otras causas. Estos problemas crecen cada vez más y por lo tanto se requiere analizar una posible solución por medio de dispositivos de compensación para corregir o mitigar la problemática.

Entre los dispositivos utilizados para mitigar este tipo de perturbaciones se encuentra el convertidor controlados de voltaje o (*Voltage Source Converters*) VSC cuya conexión es en paralelo y su funcionamiento consiste en términos generales en la inyección de corrientes de compensación para mitigar perturbaciones relacionadas principalmente con las corrientes demandadas por cargas perturbadoras. Este dispositivo cuenta con tres lazos de control. El primer control es el cálculo de las corrientes de referencia usando transformada de park las cuales hacen parte del control orientado al voltaje VOC, este dentro de su control consta de dos controladores PI a los cuales se encuentran conectados dos filtros resonantes conocidos como SOGI (*Second Order Generalized Integrator*) y ROGI (*Reduced order generalized integrator*) estos últimos son los encargados de compensar los armónicos producidos por la conexión de dichas cargas no lineales. Estas señales de referencia alimentan otro lazo de control, encargado de generar las señales de conmutación de los interruptores de potencia del inversor de tal manera que la señal generada por éste siga la señal de referencia minimizando el error. El tercer control se encarga de controlar el swicheo del inversor. La tensión del capacitor que alimenta el inversor para este caso de estudio se asume constante.

Como solución a este problema se implementara un filtro pasabanda SOGI y ROGI permitiendo así la reducción o eliminación de dichos armónicos [4], [5].

1.2 Justificación

Idealmente los sistemas eléctricos operan con tensiones balanceadas, sin embargo, diferentes fenómenos causan que la forma de onda de la tensión en cada una de las fases este lejos de ser completamente sinusoidales. La utilización de cargas no balanceadas y las cargas no lineales son algunos de los ejemplos más claves de los fenómenos que distorsionan la forma de onda.

Uno de los problemas más comunes que afectan a la calidad de la energía en sistemas eléctricos de baja tensión es la deformación de la onda, producida en gran medida por un fenómeno denominado “Distorsión armónica”, problema que afecta tanto a las redes eléctricas de distribución como a los consumidores finales [6].

Una adecuada calidad de la energía busca brindar un servicio eficiente para que haya un buen funcionamiento de los equipos eléctricos y para disminuir las pérdidas de energía al transportarla por las redes, por lo tanto una baja calidad en el servicio conlleva a un mal

funcionamiento de equipos eléctricos con disminución de su vida útil, e incrementos en los costos que los usuarios finales pagan por el servicio. Además, para los operadores de red aumentan las pérdidas de energía, reducen sus posibilidades de cobertura y su eficiencia. Por lo tanto las perturbaciones son características indeseables que influyen en la calidad de la energía eléctrica y se ve la necesidad de generar soluciones que permitan minimizarlas o eliminarlas [6].

Los sistemas VSC como ya sabemos son topologías muy utilizadas en sistemas de GD por su forma de operación y de control. Esto se consigue mediante la buena conmutación de los IGBTs, los cuales se caracterizan por ser eficientes a alta frecuencia de conmutación, confiables y de fácil adquisición en el mercado. Muchas de las estrategias de control utilizadas para controlar estos convertidores, necesitan detectar la componente fundamental de secuencia positiva de la tensión de red para determinar las señales de referencia necesarias para efectuar el control [3].

Estos métodos de detección de secuencia positiva son necesarios para lograr la correcta compensación entre los sistemas de generación basados en GD y la red eléctrica que se encuentran conectados. Las estructuras más utilizadas comúnmente para este método de detección son las configuraciones SOGI [4] el cual es el método más usado para obtener un error en régimen permanente nulo ante referencias sinusoidales trabajando en ejes de referencia estacionarios $\alpha\beta$ y ROGI las cuales son los más convenientes para aplicaciones como algoritmos de eliminación de armónicos, debido a que actúan en una banda muy estrecha alrededor de su frecuencia de resonancia; detección de las secuencias de red mencionada anteriormente y generación de señales en cuadratura; o sincronización del convertidor con la red eléctrica [11].

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

El presente proyecto de investigación pretende presentar una metodología de control en el marco de referencia estacionario dq, la cual permite controlar la potencia inyectada a la red eléctrica por una fuente dc en condiciones de desbalance para ellos se presentan la siguiente estructura.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Establecer el estado del arte con respecto a los esquemas de control para convertidores dc-ac.
- Diseñar una estrategia de control que considere condiciones desbalanceadas en la red eléctrica.
- Desarrollar en Matlab/Simulink el controlador.
- Probar el controlador propuesto ante diferentes condiciones a la entrada con el fin de verificar su robustez.

1.4 Estado del arte

Con el incremento de las cargas no lineales en las aplicaciones industriales, surgen problemas de distorsión armónica en las señales de voltaje y de corriente, lo cual provoca pérdidas de energía y empeoramiento del factor de potencia, afectando la calidad de la energía en los sistemas eléctricos industriales. Varios métodos han sido propuestos para solucionar el problema descrito. Cada método tiene sus ventajas y desventajas. Para resolver estos problemas inicialmente se utilizaron entre otros métodos filtros pasivos como en [7] los cuales pueden presentar problemas de resonancia con la impedancia de la red, sobrecompensación de la potencia reactiva a la frecuencia fundamental. Estos se pueden clasificar en algunas categorías: los de sintonización única y los pasa altas. Los primeros representan una ruta de baja impedancia para los armónicos de corriente y suelen estar contruidos mediante arreglos LC sintonizados a los armónicos 5°, 7° y 11° ya que son estos los armónicos de mayor magnitud que regularmente se pueden encontrar en los sistemas trifásicos industriales. Al igual que los filtros de sintonización única, los filtros pasa altas presentan baja impedancia a las corrientes armónicas con la diferencia de emplearse para atenuar los armónicos de orden superior a partir de la frecuencia de corte.

Como solución a este problema se propone en [8] los filtros activos cuyas características se adaptan de forma dinámica a las necesidades del sistema a compensar [8] . Los filtros activos como parte de los métodos de compensación activos en la actualidad son de gran importancia dentro de la solución a este problema; estos filtros son formados por equipos adicionales basados en semiconductores, un método de control que permite reducir los

armónicos y deben operar en conjunto con un filtro pasivo shunt para compensar los armónicos de la corriente de carga.

Los filtros activos pueden conectarse en forma shunt, serie o híbridos siendo una combinación de ambos y pueden ser de dos, tres o cuatro hilos. El estudio llevado a cabo en [9] se realiza con filtros activos en paralelo, basándose en el principio de operación del filtro de potencia activo paralelo que generan corrientes de igual magnitud y polaridad opuesta para que eliminen el contenido armónico y finalmente se obtenga una señal sinusoidal pura [7].

Los avances en la Electrónica de Potencia permiten el uso de nuevas tecnologías se propone entonces dos sistemas basados en compensación armónica selectiva capaces de compensar los armónicos presentes en el sistema. El SOGI que tiene ganancia infinita tanto en frecuencias fundamentales de secuencia positiva y secuencia negativa, también conocida como frecuencia de resonancia donde no existe ninguna atenuación fuera de esta. Por lo tanto este filtro puede ser utilizado también como filtro de muescas con el fin de compensar los armónicos de una manera muy selectiva. [5] En cuanto al ROGI solo obtiene ganancia infinita en frecuencias fundamentales de secuencia positiva. Estos requieren menos consumo de cálculos que los esquemas de compensación de armónicos convencionales y solo la mitad de los cálculos del sogi, este es implementado en el marco de referencia estacionario [10].

1.5 Estructura del Trabajo de Grado

En este primer capítulo se ha plasmado, de forma sintética, el planteamiento del problema, la justificación y los objetivos general y específicos, en el capítulo dos se plasman los beneficios más importantes de la generación distribuida y se mencionan algunos tipos de energías renovables. También se da una visión general de lo que constituye la calidad de la energía eléctrica y su relación con la eficiencia y confiabilidad de las redes eléctricas. Se establecen los criterios para una mejora de la eficiencia del sistema eléctrico mediante la utilización de equipos eliminadores de armónicos. Finalmente, se ha descrito el estado del arte. En el capítulo tres, se realiza una breve descripción de los requisitos que se deben tener en cuenta a la hora de conectar generación distribuida a la red eléctrica tomando como referencia el standard “ *1547 IEEE estándar for interconnecting distributed resources with*

electric power systems (Norma para interconectar los recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia). Las técnicas de control aplicadas a filtros resonantes se presenta en el capítulo cuarto. Fundamentalmente se describen los métodos basados en la teoría dq, VSC, SOGI, ROGI. También se realiza una descripción detallada del método de control propuesto. En el capítulo quinto se establecen y realizan las pruebas de simulación implementando la eliminación de armónicos cuando la red presenta un desbalance de tensión y se describe los resultados de la pruebas. Finalmente, en el capítulo 6 se exponen las conclusiones obtenidas en la realización de este trabajo.

CAPITULO II

2.1 Generación Distribuida

Los sistemas eléctricos actuales están dominados por grandes centrales generadoras que se encuentran localizadas a gran distancia de los centros de consumo y cerca las fuentes de energía primaria. Dicho modelo centralizado requiere de la construcción de líneas de transmisión para transportar la energía eléctrica y se caracteriza por tener una relación costo-beneficio aceptable. Sin embargo, la creciente motivación de explotar recursos de manera local, la tendencia de dejar de depender de una sola fuente de generación y la necesidad de reducir la emisión de gases causantes del efecto invernadero (e.g., CO₂) a la atmosfera, crea la necesidad de explorar nuevas alternativas al modelo centralizado [11].

La generación distribuida (GD) surge como una nueva opción al modelo centralizado. Esta consiste en la utilización de fuentes de energía eléctrica, con potencias y voltajes inferiores a 10 MVA y 69 kV respectivamente [2], con el fin de generar energía de manera local y cerca de los centros de consumo. La generación a partir de baterías, micro turbinas, paneles solares, turbinas eólica, etc., son algunos de los ejemplos más claros de este tipo de generación [11].

Entre los beneficios más importantes de la GD se encuentran:

Calidad de energía:

La calidad de la energía eléctrica puede definirse como una ausencia de interrupciones, sobre tensiones y deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje

RMS suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico hasta el usuario final [11].

Confiabilidad:

El concepto de calidad de servicio, de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con: la continuidad de servicio, las fluctuaciones de voltaje o flicker, el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente y las variaciones de frecuencia como puede apreciarse, es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro, estas son las condiciones más importantes que afectan al sistema y usuarios finales [11].

Diversidad:

Existen diversos tipos de centrales eléctricas que vienen determinados por la fuente de energía que utilizan para mover el rotor. Estas fuentes pueden ser convencionales (centrales hidráulicas o hidroeléctricas, térmicas y nucleares) y no convencionales (centrales eólicas, solares, mareomotrices y de biomasa).

Dentro de las energías no convencionales, las energías solares y eólicas son las que mayor implantación tienen en la actualidad, pero de está experimentando el uso de otras energías renovables, como la oceánica, además de la utilización de residuos orgánicos como fuente de energía [11].

Economía:

La implementación de GD Renovable a pequeña escala (centrales cuyo objetivo principal consiste en la generación de energía para consumo propio y la venta de la electricidad excedente, en especial, las centrales de GD es viable en países con costos de generación de electricidad muy altos y con disponibilidad de financiamiento en condiciones más favorables, esto es para países desarrollados y subdesarrollados. En cambio, en otros países en vía de desarrollados, la GD renovable a pequeña escala no es viable actualmente ya que se carece de financiamiento para su implementación [1].

Eficiencia:

El despliegue de las redes inteligentes en las ciudades y las tecnologías de GD mejorarán la eficiencia y sostenibilidad de las mismas acercando la producción energética a los centros de mayor demanda, un porcentaje de electricidad generada se pierde en líneas de distribución y transmisión en cerca de un 8% [11].

En la figura 1 se muestra un esquemático mediante el cual se puede hacer la utilización de dispositivos de electrónica de potencia para la interconexión de sistemas de GD con la red eléctrica. Como se puede observar para la generación con PV, eólica y fuel cells tienen un flujo de potencia unidireccional, toda la potencia generada se inyecta a la red eléctrica, mientras que en generación basada en baterías, energy storage y microturbinas el flujo de potencia es bidireccional el cual permite que la potencia generada se puede controlar almacenándola para cuando el sistema la requiera inyectarla nuevamente.

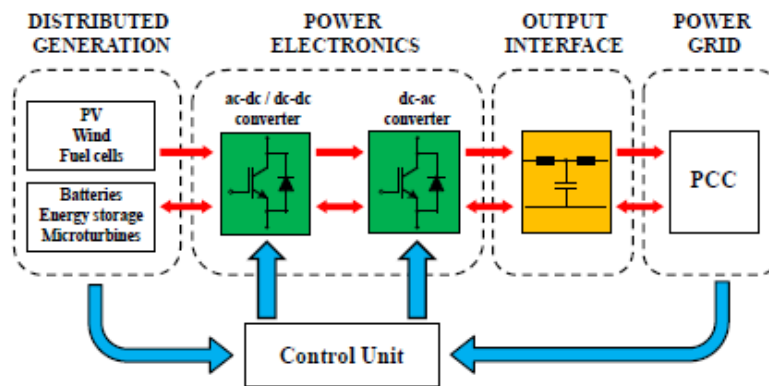


Fig.1 Esquemático de Flujo Bidireccional en GD.

2.2 Algunos Tipos de GD que se Pueden Conectar a la Red Eléctrica

Generación Eólica

La energía eólica pertenece al conjunto de las energías renovables o también denominadas energías alternativas. Esta es el tipo de energía renovable más extendida a nivel internacional por potencia instalada (MW) y por energía generada (GWh) [12].

Actualmente se considera una importante fuente de energía ya que es una fuente de energía limpia que no genera contaminación y no daña el medio ambiente pues no produce emisiones a la atmosfera ni genera residuos [12].

Las turbinas eólicas que se conectan a la red suelen ser de potencias bajas y medias, las más pequeñas van de 5 kW y las de mayor capacidad actualmente son de 750 y 1000 kW cada una [13].

Generación Solar

La energía solar es la energía producida por el sol y es convertida a energía útil por el ser humano, ya sea para calentar algo o producir electricidad, cada año el sol emite 4 mil veces más energía de la que consumimos, por lo que su potencial es prácticamente ilimitado. Actualmente es una de las energías renovables más desarrolladas y usadas en todo el mundo [12].

La intensidad de energía disponible en un punto determinado de la tierra depende, del día, del año, hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor. Para generar la electricidad se utilizan paneles solares, los cuales se encargan de transformar la energía solar en energía eléctrica. En la actualidad existen dos tecnologías diferentes para la generación eléctrica a partir de la radiación solar.

La primera de ellas, denominada tecnología fotovoltaica, consiste en transformar directamente la radiación solar mediante paneles en electricidad. La segunda es denominada tecnología solar termoeléctrica, se basa en emplear la radiación solar para calentar un fluido y emplearlo en un ciclo termodinámico convencional [12].

Batería de Plomo y Acido

Las baterías de plomo y ácido están formadas por múltiples células individuales cada una con un voltaje nominal de 2V. Para grandes tanques de baterías, las células individuales son usadas en función del tamaño y conectadas entre ellas en serie o en paralelo para conseguir diferentes capacidades y tensiones. En este tipo de baterías se encuentran diferentes tecnologías, como baterías de gel. Sin embargo en instalaciones fotovoltaicas es más común utilizar baterías con electrolito líquido, como lo son las de plomo y acido [14].

El rendimiento de este tipo baterías se encuentra entre un 70 y un 85%, dependiendo del método de carga. Para mejorar el rendimiento se puede utilizar un controlador, que no es más que un convertidor (dc-dc y dc-ac), los cuales se encargan de establecer una conexión con la red eléctrica [14].

2.3 Mejora de la Calidad de la Energía Eléctrica

El desequilibrio es un problema de calidad de la energía que afecta gravemente a los sistemas de distribución de baja tensión [15].

Un bajo nivel de la calidad de la energía eléctrica puede resultar perjudicial en los suministros de energía a procesos industriales, ocasionando elevado costo por paradas de producción y averías (mantenimiento o daños en equipos). Su relevancia ha hecho que el concepto de calidad de energía eléctrica este actualmente consolidado como un tópico en el ámbito de la ingeniería eléctrica. Algunas de las variables que pueden afectar la calidad de la energía son, la variación de la magnitud o frecuencia fundamental de la tensión de red, las fluctuaciones de voltaje y el efecto “flicker”, los huecos y sobretensiones entre muchas otras. Los armónicos de corriente debidos a las cargas no lineales son el tipo de perturbación con mayor incidencia en la calidad de la energía eléctrica. Para conseguir que una carga no lineal con muy bajos niveles de distorsión armonica, debe de disponerse de equipos mitigadores en el punto de conexión que compensen las perturbaciones generadas [16].

Varios métodos han sido propuestos para solucionar el problema descrito. Cada método tiene sus ventajas y desventajas. Para resolver estos problemas inicialmente se utilizaron entre otros métodos filtros pasivos [7] los cuales pueden presentaban problemas de resonancia con la impedancia de la red, sobrecompensación de la potencia reactiva a la frecuencia fundamental. Estos se pueden clasificar en: los de sintonización única y los pasa altas. Los primeros representan una ruta de baja impedancia para los armónicos de corriente y suelen estar contruidos mediante arreglos LC sintonizados a los armónicos 5th, 7th y 11th ya que son estos los armónicos de mayor magnitud que regularmente se pueden encontrar en los sistemas trifásicos industriales. Al igual que los filtros de sintonización única, los filtros pasa alto presentan baja impedancia a las corrientes armónicas con la diferencia de emplearse para atenuar los armónicos de orden superior a partir de la frecuencia de corte.

Como solución a este problema, se propone en [8] los filtros activos cuyas características se adaptan de forma dinámica a las necesidades del sistema a compensar [8]. Los filtros activos como parte de los métodos de compensación activos en la actualidad son de gran importancia dentro de la solución a este problema; estos filtros son formados por equipos adicionales basados en semiconductores, un método de control que permite reducir los armónicos y deben operar en conjunto con un filtro pasivo shunt para compensar los armónicos de la corriente de carga.

Los filtros activos pueden conectarse en forma shunt, serie o híbridos siendo una combinación de ambos y pueden ser de dos, tres o cuatro hilos. El estudio llevado a cabo en [9] se realiza con filtros activos en paralelo, basándose en el principio de operación del filtro de potencia activo paralelo que generan corrientes de igual magnitud y polaridad opuesta para que eliminen el contenido armónico y finalmente se obtenga una señal sinusoidal pura [7].

Para la implementación del sistema de eliminación de armónicos se propone en esta tesis la utilización de un sistema de compensación con la componente fundamental y de secuencia positiva de las tensiones de red. Como solución a este problema se implementará un filtro pasabanda SOGI (Second Order Generalized Integrator) y ROGI. (Reduced order generalized integrator) permitiendo así la reducción o eliminación de dichos armónicos [4], [5].

2.4 Electrónica de Potencia para la Integración de Renovables a la Red en Condiciones de Desbalance

Los avances en la Electrónica de Potencia (EP) permiten el uso de nuevas tecnologías que hacen más flexible y segura la explotación de redes eléctricas. La implementación de la EP en los sistemas eléctricos permite: Aumentar el grado de estabilidad de la red, mejorando la calidad de la energía, permitiendo incrementar los niveles de penetración de las energías renovables [3].

Los sistemas eléctricos actuales operan idealmente con tensiones balanceadas, sin embargo, estos cuentan con una gran cantidad de elementos no lineales los cuales generan uno de los problemas más comunes que afectan a la calidad de la energía en sistemas

eléctricos de baja tensión es la deformación de la onda producida en gran medida por la “Distorsión armónica”, problema que afecta tanto a las redes eléctricas de distribución como a los consumidores finales [6].

El estudio de este problema origina soluciones basadas en compensadores que a la vez se apoyan en teorías de eliminación de armónicos cuyo objetivo es minimizar las perturbaciones de las redes eléctricas [17]. Dando solución a esto se implementa el convertidor controlado de voltaje o *Voltage Source Converters* (VSC) cuya conexión es en paralelo y su funcionamiento consiste en términos generales en la inyección de corrientes de compensación para mitigar perturbaciones relacionadas principalmente con las corrientes demandadas por cargas perturbadoras. Este dispositivo cuenta con tres lazos de control. El primer control es el cálculo de las corrientes de referencia usando transformada de park las cuales hacen parte del control orientado al voltaje VOC, este dentro de su control consta de dos controladores PI a los cuales se encuentran conectados dos filtros resonantes conocidos como SOGI (*Second Order Generalized Integrator*) y ROGI (*Reduced order generalized integrator*) estos últimos son los encargados de compensar los armónicos producidos por la conexión de dichas cargas no lineales. Estas señales de referencia alimentan otro lazo de control, encargado de generar las señales de conmutación de los interruptores de potencia del inversor de tal manera que la señal generada por éste siga la señal de referencia minimizando el error. El tercer control se encarga de controlar el swicheo del inversor. La tensión del capacitor que alimenta el inversor para este caso de estudio se asume constante.

Como solución a este problema se implementara un filtro pasabanda SOGI y ROGI permitiendo así la reducción o eliminación de dichos armónicos [4], [5].

Convertidores electrónicos de potencia tipo VSC

Los convertidores controlados de voltaje o VSC son una de las topologías más utilizadas en sistemas de GD y sistemas de transmisión de alta tensión en corriente continua, con magnitud y fase controlada. Esto se consigue mediante la correcta conmutación de los IGBTs, los cuales se caracterizan por ser eficientes a alta frecuencia de conmutación, confiables y de fácil adquisición en el mercado. Muchas de las estrategias de control utilizadas para estos convertidores, necesitan detectar la componente fundamental de secuencia positiva de la

tensión de red para determinar las señales de referencia necesarias para efectuar el control [18], [3].

Estos métodos de detección de secuencia positiva son necesarios para lograr la correcta compensación entre los sistemas de generación basados en GD y la red eléctrica que se encuentran conectados. Las estructuras más utilizadas comúnmente para este método de detección son las configuraciones SOGI [4] cuál es el método más usado para obtener un error en régimen permanente nulo ante referencias sinusoidales trabajando en ejes de referencia estacionarios $\alpha\beta$ y ROGI las cuales son los más convenientes para aplicaciones como algoritmos de eliminación de armónicos, debido a que actúan en una banda muy estrecha alrededor de su frecuencia de resonancia; detección de las secuencias de red mencionada anteriormente y generación de señales en cuadratura; o sincronización del convertidor con la red eléctrica [10].

Sogi

Filtro activo, integrador generalizado de segundo orden son utilizados para sintetizar controladores de corriente resonantes implementadas en el marco de referencia estacionario, que tienen ganancia infinita en la frecuencia fundamental, Incorporando SOGIs múltiples, estos sistemas resonantes pueden ser utilizados en los controladores que operan en redes que contienen armónicos y desequilibrio con el fin de reducir el número de estados del controlador, Los controladores resonantes se implementan en un marco de referencia síncrono que gira a la frecuencia fundamental [10], [5].

Rogi

Filtro activo basado en compensación de armónicos simples requiere menos consumo de cómputo que otros, y proporciona diferentes ganancias para unas ciertas frecuencias de secuencias positivas o negativas. En general, un sistema trifásico equilibrado sólo contiene $(6n \pm 1) \omega$ con $(n = 0, 1, 2...)$ armónicos porque la mayoría de los procesos de conversión de energía involucrados en aparatos industriales (por ejemplo, diodo rectificador cargas no lineales) producen estos componentes armónicos [10], [5].

CAPITULO III

REQUERIMIENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED ELÉCTRICA

3.1 Introducción

La conexión de GD a la red eléctrica debe cumplir una serie de requisitos técnicos para lograr una operación eficiente y segura en presencia de estas. En particular las tensiones y corrientes en la red deben mantenerse en todo momento en sus rangos admisibles y no se debe degradar la calidad del servicio y potencia de los clientes que se encuentran conectados a la red en la zona de influencia del generador. Esto se traduce por un lado en condiciones y restricciones operativas que se imponen sobre el generador distribuido para autorizarlo a inyectar potencia a la red, y por el otro lado la conexión del generador a la red es para evaluar la factibilidad de una cierta conectividad propuesta. Ambos conceptos se denotan en los llamados “criterios de conexión” para generación distribuida. Dichos criterios de conexión de GD son establecidos en base a las reglamentaciones eléctricas vigentes aplicables al sistema de distribución planificación y operación de la red, y a estándares internacionales de referencia en la materia. Entre estos últimos destacan el standard “1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (*Norma para interconectar los recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia*)

El standard IEEE 1547, proporciona un conjunto de requisito para la interconexión de los recursos distribuidos con las EPS (sistemas de energía eléctrica) para el desempeño, funcionamiento, pruebas, seguridad y el mantenimiento de la interconexión.

Se realiza una justificación desde la perspectiva del distribuidor de algunos de los criterios de conexión de generación distribuida establecidos en el standard IEEE 1547, y se describe y ejemplifica la formulación e implementación práctica de los mismos, entre los criterios de conexión que más se destacan son:

Regulación de tensión en el nodo de conexión, Tensiones en la red en estado de operación normal, Variaciones de tensión en la red debidas a conexión/desconexión del generador, Funcionamiento en isla no intencional, Comportamiento del generador frente a faltas en la

red de distribución, Comportamiento del generador frente a reconexiones en la red de distribución.

3.2 Requerimientos Generales

Regulación de Tensión en el Punto de Conexión

Se le exige al generador distribuido que no regule activamente la tensión en el nodo de conexión. Se considera entonces que en el nivel de distribución el nodo de conexión del generador es un nodo PQ (carga), y no un nodo PV (generación) como es lo usual en generadores conectados a la red de transmisión. Una de las justificaciones de este criterio es minimizar las posibilidades de que el generador distribuido quede operando en una isla no intencional. Otro argumento que respalda el criterio es que no haya interferencia con los mecanismos y equipamientos de la regulación de tensión, por ejemplo el caso de los reguladores de tensión de línea controlados por corriente. Se admite que la unidad distribuidora le pueda requerir al generador que mantenga el factor de potencia medido en el punto de acople con la red dentro de un rango dado (0.95-1.05), para contribuir a mantener los perfiles de tensión de la red dentro de valores aceptables en un $\pm 5\%$ sin causar fluctuaciones.

Tensiones en la Red en Régimen de Operación Normal

El criterio establece que la presencia de GD no debe hacer que la tensión en los nodos de la red exceda los límites reglamentarios para ningún estado de carga de la red y potencia inyectada por el generador. Este criterio aplica para el diseño de la conexión del generador a la red eléctrica y para la operación de la red una vez el generador esté conectado, esto hace que el caso más restrictivo para el diseño y la operación sea el escenario de mínima carga en la red, con el generador inyectando toda su potencia activa autorizada. En estas condiciones hay que asegurar que las tensiones en la red no sobrepasen el valor máximo admisible, en la configuración de operación normal. El rango de tensiones admisibles varía según el nivel de tensión. Un valor típico es de 5% alrededor del valor nominal de tensión.

Variaciones de Tensión en la Conexión o Desconexión del Generador Distribuido

Este criterio requiere que en la conexión o desconexión de GD a la red de distribución en la configuración de operación normal, la variación de tensión en estado estacionario en los distintos nodos de la red de influencia del generador sea mínima, previamente a la actuación de cualquier dispositivo regulador de tensión. Una referencia de valores límites para esta variación es $\pm 5\%$. Esto quiere decir que luego de conectado el generador la tensión de los nodos no suba más que un 5%, y que al desconectarse el generador el hueco de tensión en los nodos de la red sea inferior al 5%. Este criterio es una condición de diseño de la interconexión de GD con la red eléctrica. La justificación del criterio es minimizar el impacto sobre la calidad del suministro eléctrico de los usuarios de la red afectada.

Funcionamiento en Isla no Intencional

Frente a la formación de una isla no intencional en el que una parte de la red de distribución quede alimentada exclusivamente por el generador, éste debe detectar la condición de isla y desconectarse de la red. El standard IEEE 1547 fija el tiempo máximo de desconexión en 2s. Este tiempo puede variar en función de los requerimientos particulares del operador de red (teniendo en cuenta en particular las reconexiones), pudiendo llegar a ser menor.

Comportamiento del Generador Frente a Fallas en la Red de Distribución

El generador debe ser capaz de detectar fallas en la red local de distribución a la cual está conectado, y debe dejar de energizar la red ante las mismas. En particular debe desconectarse de la red frente a fallas a las cuales el generador aporta corriente de cortocircuito, y no son despejadas por alguna protección de la red de distribución ubicada entre la falta y el generador. En los casos en que haya una protección intermedia de red entre el generador y el punto de falta, la protección del generador debe estar coordinada con la de red, actuando como respaldo de la misma.

Comportamiento del Generador Frente a Recierres en la Red de Distribución

El standard IEEE 1547 establece como criterio que el generador distribuido debe desenergizar la red de distribución antes del re cierre (reenganche) por parte de la del operador de red. La ejecución de recierres en redes de distribución aéreas es una práctica común, dado que la mayor parte de las faltas en dichas redes son de naturaleza transitoria. Algunos criterios para esto son:

No interferir con el proceso normal de re cierre frente a fallas en los alimentadores de distribución. Si hay una falla transitoria en la red y se produce la apertura de una protección con re cierre en la red iniciándose la secuencia de reconexión, si el generador no se desconecta de la red puede continuar energizando la falta no dejando que la misma se extinga, de forma que la reconexión subsiguiente no es exitosa. Se degrada así la calidad de servicio de todos los usuarios afectados en dicha red, convirtiendo una falla transitoria en un corte para dichos usuarios.

Evitar transitorios electromecánicos dañinos tanto para el generador como para el equipamiento de la red y los usuarios asociados, provocados por falta de sincronismo entre el generador distribuido y la red en el momento del recierre. El recierre fuera de fase puede provocar pares electromecánicos severos en el eje del generador distribuido que pueden ocasionarle un daño sustancial, y transitorio de sobretensión elevado en el alimentador sobre el cual se hace el recierre fuera de fase (> 2 p.u.). Esto puede ser causa de falla en descargadores (para rayos) de la red, provocando daños eléctricos en las instalaciones y equipos de los usuarios.

Tensión

Las funciones de protección detectarán la frecuencia fundamental de cada tensión de fase a fase. Solo se hará una excepción cuando el transformador conectado en el sistema de potencia local al área del sistema de potencia está en conexión Y-Y a tierra, o instalación monofásica y tensión fase neutro.

Tabla N° 1

Respuesta a voltajes anormales en sistemas interconectados

Rango de voltaje (% de voltaje base)	tiempo de despeje
V<50	0.16
50≤V<88	2.00
110<V<120	1.00
V≥120	0.16

Una explicación de la tabla anterior sería cuando alguna tensión de la GD está en dichos rangos deberán desenergizarse en el tiempo de despeje que se indica.

Para GD ≤ 30 kW

- las tensiones de referencia y tiempos de despeje deberán ser fijos o de campos ajustables

Para GD > 30 kW

- las tensiones de referencia deben ser de campo ajustable.

Las tensiones deberán medirse cuando:

-La capacidad instalada en sistemas GD para un solo PCC debe ser menor o igual a 30 kW

-El equipo de interconexión debe estar certificado para pasar un test anti-isla para el sistema al cual va a ser conectada.

- La capacidad instalada de GD se inferior al 50% del total de las EPS locales no está permitido que la demanda mínima anual integrada eléctrica durante un periodo de tiempo de 15 minutos, y la exportación de potencia activa y reactiva por el GD a la EPS.

Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema está en un rango establecido, el GD deberá dejar de energizar el área del sistema de potencia entre el tiempo de despeje indicado.

Para GD \leq a 30 kW en capacidad pico, tanto el punto de referencia de la frecuencia y los tiempos de despeje deberán estar fijos, o de campo ajustable.

Para GD $>$ a 30 kW, la frecuencia de referencia deberá ser de campo ajustable.

Para caídas ajustables de baja frecuencia la configuración deberá ser coordinada con operador de red del sistema de potencia.

Tabla N° 2

Respuesta a frecuencias anormales en sistemas interconectados

Tamaño del GD	Rango de Frecuencia	Tiempo de Despeje
≤ 30 KV	>60.5	0.16
	<59.3	0.16
> 30 KV	>60.5	0.16
	$<59.3-57.0$ punto ajustable	ajustable 0.16 a 300
	<57.0	0.16

Armónicos

Cuando la GD esté alimentando cargas lineales y balanceadas, la inyección de armónicos de corriente hacia el área del sistema de potencia en el PCC no deberán exceder los límites de estabilidad descritos la siguiente tabla.

Tabla N° 3

Demanda total de distorsión armónica en porcentaje

Armónico individual de orden h	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Demanda total de distorsión
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

CAPITULO IV

CONTROL DE CONVERTIDORES VSC

4.1 Introducción

El sector eléctrico está experimentando una compleja reorganización impulsada por la necesidad de proporcionar soluciones energéticas más limpias, eficientes y sostenibles. Como consecuencia, se está produciendo un importante cambio en la estructura tecnológica del sector eléctrico, con fuertes incrementos tanto de la demanda como la producción mediante sistemas basados en gas natural y en energías renovables. Esta evolución permitirá a corto plazo diversificar el modo de generación, caminando hacia sistemas de generación distribuida incrementando el interés por estudiar diferentes esquemas de conexión entre estos sistemas y la red eléctrica [19].

Los avances en la Electrónica de Potencia permiten el uso de nuevas tecnologías que hacen más flexible y segura la explotación de redes eléctricas. La implementación de la electrónica de potencia (EP) en los sistemas eléctricos permite: Aumentar el grado de estabilidad de la red, incrementar los niveles de penetración de las energías renovables, incrementar los límites de estabilidad del sistema eléctrico y mejorar la calidad de la energía. [19]

Los sistemas controlados de voltaje o *Voltage Source Converters* (VSC) son topologías muy utilizadas en sistemas de generación distribuida por su forma de operación y control. Esto se consigue mediante la buena conmutación de los IGBTs, los cuales se caracterizan por ser eficientes a alta frecuencia de conmutación, confiables y de fácil

adquisición en el mercado. Muchas de las estrategias de control utilizadas para controlar estos convertidores, necesitan detectar la componente fundamental de secuencia positiva de la tensión de red para determinar las señales de referencia necesarias para efectuar el control. [3], [19], [20]

4.2 Descripción del VSC

Como se muestra en la figura 1 los convertidores VSC se componen de un puente trifásico de IGBTs de tipo auto conmutable cada uno de los cuales es puesto en derivación por un diodo de tipo inversión conectado en paralelo, filtros sintonizados para reducir armónicos debido al proceso de conmutación, almacenadores de energía en el lado DC y un elemento de acople con la red (transformador). [21]

La frecuencia, amplitud y fase de salida puede ser variarse mediante un control adecuado. Por consiguiente, el convertidor de fuente de tensión puede ser considerado como una fuente de tensión controlable. Este esquema recibe el nombre de convertidor de fuente de tensión de dos niveles. Debe tenerse en cuenta que, por cada una de las fases, sólo uno de los dos conmutadores puede estar activado en un momento dado, ya que de lo contrario el enlace de CC sufriría un cortocircuito [22].

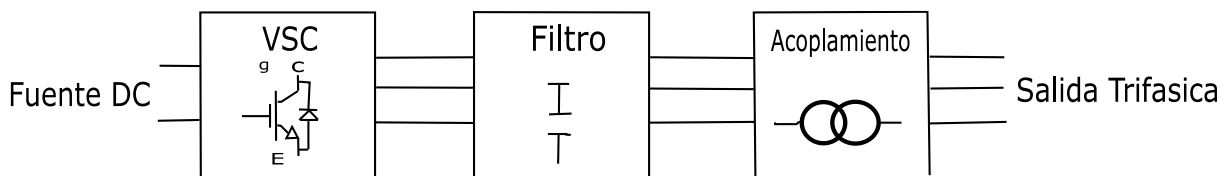


Fig.2 VSC de Dos Niveles Convertidor Electrónico de Potencia tipo VSC de Dos niveles Conectado a la Red Eléctrica Mediante un Filtro Pasa-Bajo.

4.3 Modulación de un VSC Mediante Ancho de Pulso

Como se mencionó anteriormente las nuevas tendencias y procesos de manufactura de dispositivos semiconductores ayudan a la construcción e implementación de convertidores de potencia como el VSC para la integración de nuevas fuentes de generación

con la red. Una de las técnicas de conmutación es la modulación por ancho de pulso o *Pulse Width Modulation* (PWM). Esta es una de las técnicas más usada por los convertidores empleados en aplicaciones industriales debido a su simplicidad, fácil implementación y bajo contenido armónico en la forma de onda de salida [20].

Los inversores se utilizan en aplicaciones tales como variadores de frecuencia, en el control de velocidad, entre otras. El método más usado para efectuar el control de los dispositivos semiconductores de un circuito inversor de potencia es la conmutación basada en la modulación por ancho de pulso PWM, la cual permite obtener a la salida del VSC o inversor un voltaje troceado que se genera por medio de la comparación entre una señal sinusoidal (moduladora) y una triangular (portadora). [23]

4.4 Control de Voltaje por Ancho de Pulso

Un método de controlar en voltaje dentro del inversor involucra el uso de las técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM). Con esta técnica el voltaje de salida del inversor es controlado por la variación de la duración de los pulsos de voltaje de salida.

4.4.1 Modulación por Ancho de Pulso (PWM)

Esta técnica de control se basa en emplear una modulación múltiple (varios pulsos de disparo en cada medio ciclo de voltaje de salida), el ancho de cada pulso varía en proporción con la amplitud de una onda sinusoidal evaluada en el centro del mismo pulso. Una de las técnicas de conmutación es la modulación por ancho de pulso o *Pulse Width Modulation* (PWM).

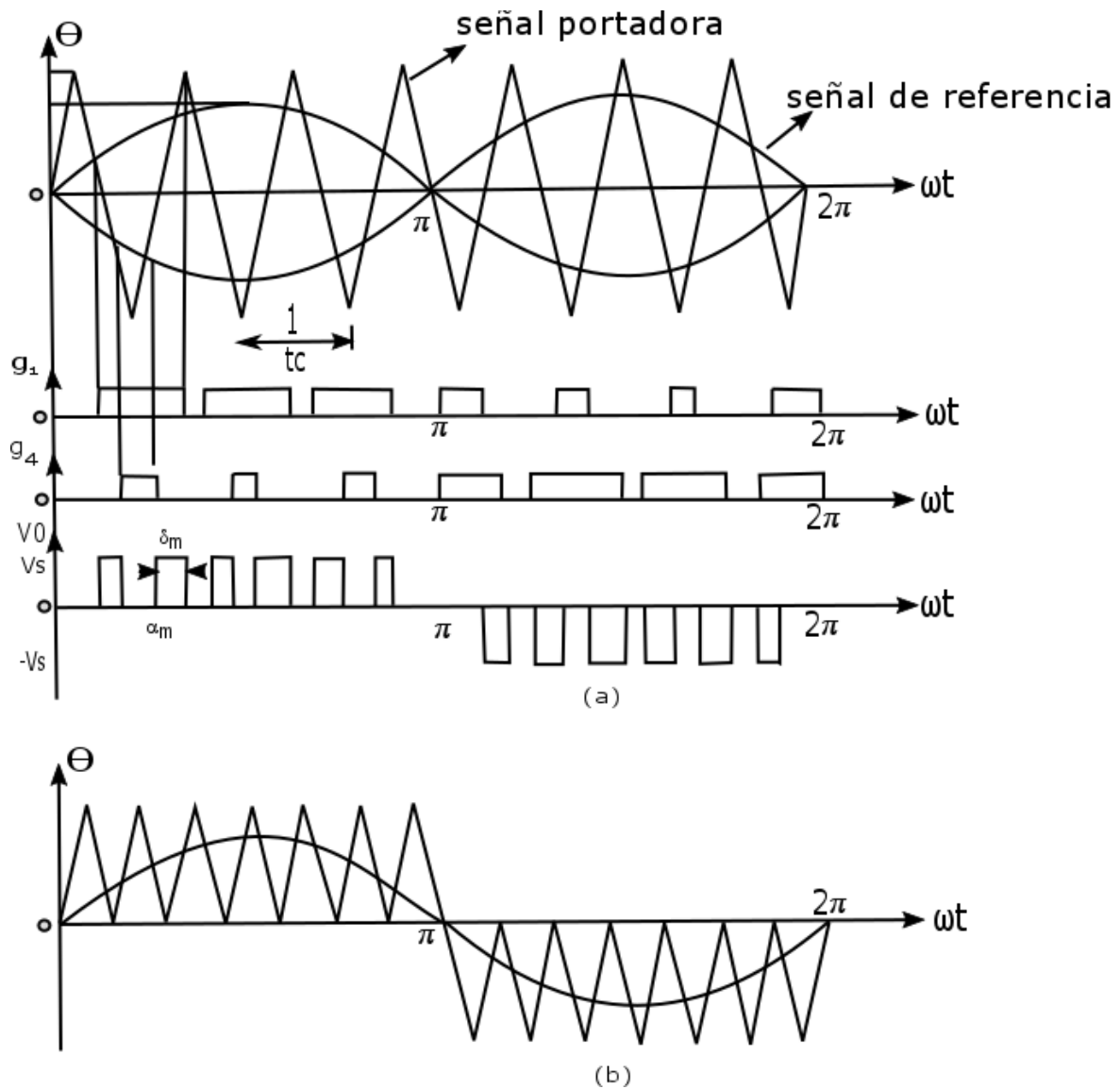


Fig. 3 (a, b) Estrategia Utilizando la Modulación por Ancho de Pulso (PWM)

La modulación se logra empleando una función de control sinusoidal A_r a la frecuencia de salida deseada F_c , que es comparada con una onda portadora triangular para generar las señales de disparo. La frecuencia de la forma de onda triangular establece la frecuencia de swicheo del inversor F_s , y esta se mantiene constante.

Para realizar dicha comparación existen diferentes técnicas utilizadas en inversores dc/ac monofásicos y trifásicos. La comparación genera un tren de pulsos de ancho específico que se utilizan en la conmutación del inversor. La relación entre la amplitud de la señal portadora

y la señal de referencia se llama índice de modulación y se representa por ma . El índice de modulación permite obtener tensión variable a la salida del inversor. [19], [24]

$$ma = \frac{Ar}{Ac} \quad (1)$$

La relación entre la frecuencia de la señal portadora y la frecuencia de referencia se denomina índice de frecuencia y se representa por mf . El índice de frecuencia determina la distorsión armónica de la señal de salida la cual es una medida de su contenido armónico. La variación de la señal de referencia y la secuencia de conmutación dan como resultado diferentes técnicas de modulación PWM, cada una modifica la eficiencia de la conversión, las pérdidas por conmutación en el puente inversor y la pureza de la señal de salida [19]. [24]

$$mf = \frac{Fr}{Fc} \quad (2)$$

4.4.2 Modulación por Ancho de Pulso (PWM) Trifásico

Un inversor trifásico puede considerarse como el equivalente de tres inversores monofásicos, con la salida de cada inversor monofásico desplazada 120° . En la figura 3 se muestran tres ondas sinusoidales de referencia, cada una de ellas se encuentra desplazada 120° . Una onda portadora se compara con la señal de referencia correspondiente a una fase, a fin de generar las señales de excitación de dicha fase. Para generar el voltaje de salida como aparece en la figura se elimina la condición de que dos dispositivos de conmutación de una misma rama no pueden conducir simultáneamente.

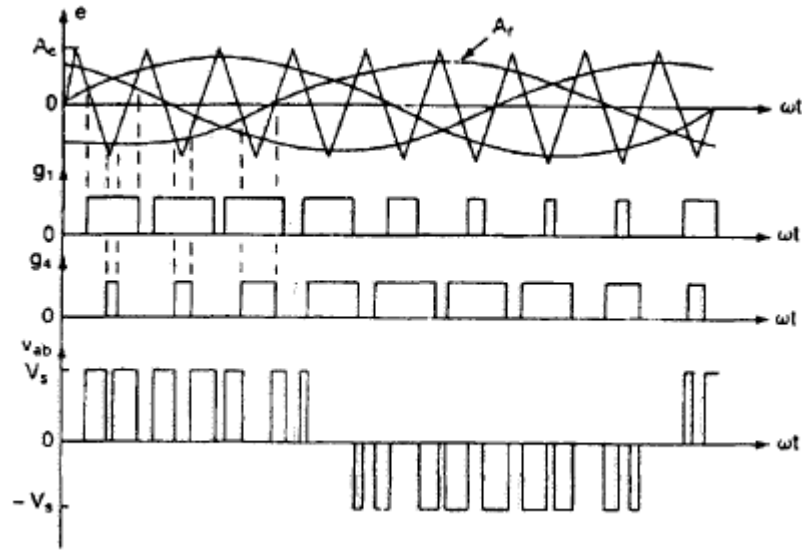


Fig. 4 Modulación Sinusoidal de Ancho de Pulso para un Inversor Trifásico

4.5 Esquema de Control

Con el fin de diseñar la estrategia de control, se aplica la transformación de park para obtener los circuitos equivalentes en el marco de referencia dq posteriormente se emplea el equivalente monofásico del sistema real. [25]

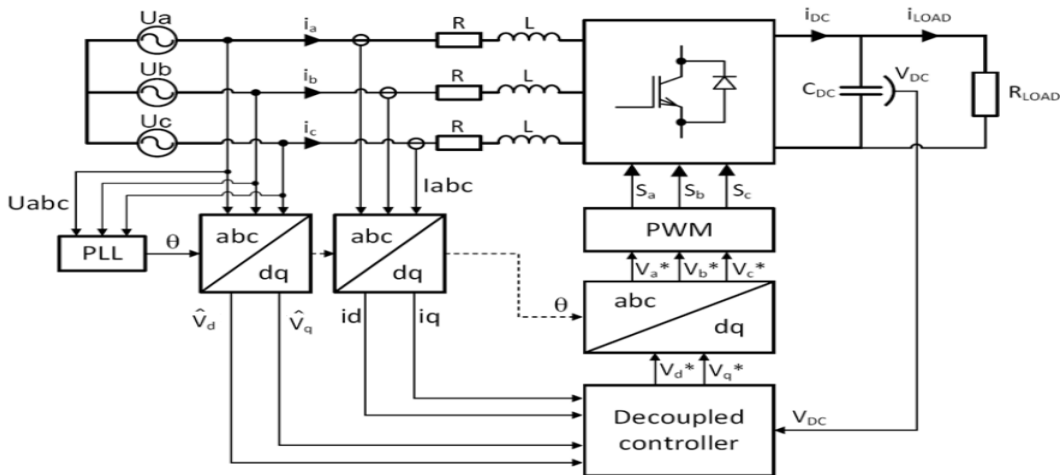


Fig. 5 Esquema de Control Orientado al Voltaje Mediante Modulación PWM

4.5.1 Transformada de Clarke y Park.

Las ondas de voltaje y de corriente en un sistema trifásico se suponen sinusoidales. Una manera práctica, de representar dichas ondas, es mediante fasores. La mayor parte de éste trabajo está relacionado con representaciones fasoriales de voltajes y de corrientes. El fasor, es solamente una transformación matemática para facilitar los cálculos, y se puede ver como una onda sinusoidal que consiste en la información de la magnitud y la fase de la sinusoide. La forma de expresar los fasores es mediante la identidad de Euler:

$$e^{j\theta} = \cos \theta + j \sin \theta. \quad (3)$$

4.5.2 Transformada de Clarke.

Su objetivo es simplificar un vector formado por tres componentes sinusoidales, las cuales se encuentran dentro de un plano, que está formado por los ejes a, b y c no ortogonales, transformando este sistema no ortogonal en otro sistema que sí lo es. De esta forma, se transforma el vector abc de tres componentes en un vector que tan solo tiene dos componentes, α y β , con valor numérico diferente de cero y que pertenece a un sistema ortogonal ésta es válida para valores instantáneos de corriente y de voltaje, para realizar la transformación se utiliza un operador espacial.

$\alpha = e^{j2\pi/3}$, éste es el que representa el desfase de 120 grados de los sistemas trifásicos.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4)$$

4.5.3 Transformación de Park.

La Transformación de Park permite expresar las magnitudes trifásicas en un sistema de referencia ortogonal y giratoria (móvil). También es conocida como transformación dq o síncrona. Si bien la Transformación de Clarke permite reducir el número de variables, Park permite además, ver magnitudes trifásicas que varían sinusoidalmente en el tiempo, como constantes, siempre y cuando la frecuencia de la señal coincida con la frecuencia de giro de los ejes de referencia dq. Naturalmente, es más fácil trabajar con valores de magnitudes constantes que con variaciones sinusoidales. No obstante, si las magnitudes contienen armónicos, las magnitudes transformadas se verán variables en el tiempo, ya que contiene frecuencias distintas y en general superiores a la fundamental. [26]

$$\begin{pmatrix} i_q \\ i_d \\ i_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\text{sen}(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_0 \end{pmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix} = \underbrace{\sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}}_{[r]_{abc \rightarrow dq}} \cdot \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (6)$$

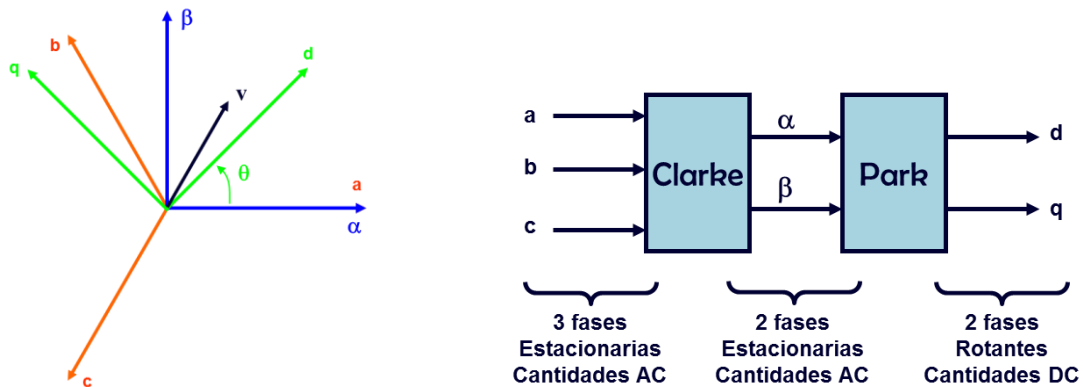


Fig. 6 Transformación de Clarke y park

4.6 Método de Control Propuesto

4.6.1 Compensación de Voltaje

✓ **Equivalente monofásico**

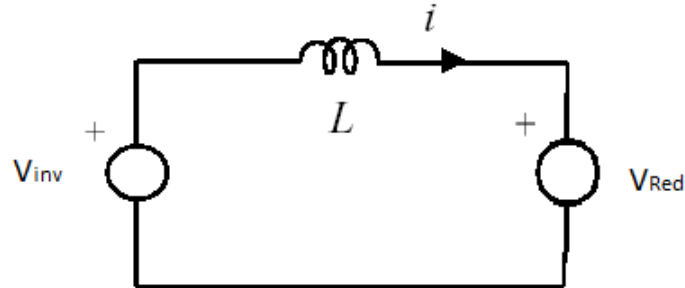


Fig.7 Equivalente Monofásico del Sistema

$$V_{inv} = L \frac{di}{dt} + V_g \quad (7)$$

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} (V_{inv} - V_g) \quad (8)$$

En la transformación la ecuación del circuito es:

$$[ABC] \xrightarrow{clake} [\alpha\beta] \xrightarrow{park} [dq]$$

$$\frac{d}{dt} \left(\underbrace{\cos \theta i_d}_{(A)} - \underbrace{\sin \theta i_q}_{(B)} \right) = \frac{1}{L} (\cos \theta * V_{inv_d} - \sin \theta * V_{inv_q} - \cos \theta * V_{g_d} + \sin \theta * V_{g_q}) \quad (9)$$

$$\frac{di_{dq}}{dt} = \frac{1}{L} (V_{inv_{dq}} - V_{g_{dq}}) - j\omega i_{dq} \quad (10)$$

$$V' = V_{inv_{dq}} - V_{g_{dq}} - j\omega i_{dq} \quad (11)$$

$$Ri + L \frac{di}{dt} = V' \quad (12)$$

Pasando al dominio de la frecuencia tenemos:

-La unidad de control de voltaje a la salida del compensador switcheando los dispositivos semiconductores de acuerdo a la frecuencia puede ser de corriente o de potencia.

$$RI(s) + LsI(s) = V'(s) \quad (13)$$

$$(RI(s) + Ls)I(s) = V'(s) \quad (14)$$

$$I(s) = \frac{V'(s)}{R + Ls} \quad (15)$$

$V(s)$: Es la salida requerida en el inversor.

$V'(s)$: Es una variable introducida para definir la estrategia de control.

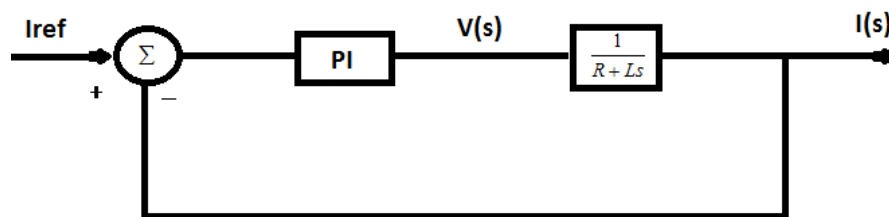


Fig.8 Lazo de Control Cerrado

$$\varepsilon(s) = I_{ref} - I(s) \quad (16)$$

$$V(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \varepsilon(s) \quad (17)$$

Como sabemos que:

Pasando los términos al dominio del tiempo

$$V(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \varepsilon(s) \quad (15)$$

$$V(t) = k_p \varepsilon + \frac{k_i}{s} \int \varepsilon(t) dt \quad (16)$$

$$inv(t) = L2 \frac{d}{dt} i(t) + R2i(t) + vg(t) \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{did}{dt} = \frac{1}{L2} (vinvd - vgd - R2id) + iqw \\ \frac{did}{dt} = \frac{1}{L2} (vinvd - vgd - R2id) - idw \end{array} \right.$$

$$\begin{bmatrix} vinvd \\ vinvq \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} kp & 0 \\ 0 & ki \end{bmatrix} \begin{bmatrix} ed \\ eq \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} ki & 0 \\ 0 & ki \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Id \\ Iq \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} vgd \\ vqq \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -WL2 \\ WL2 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Id \\ Iq \end{bmatrix} \quad (17)$$

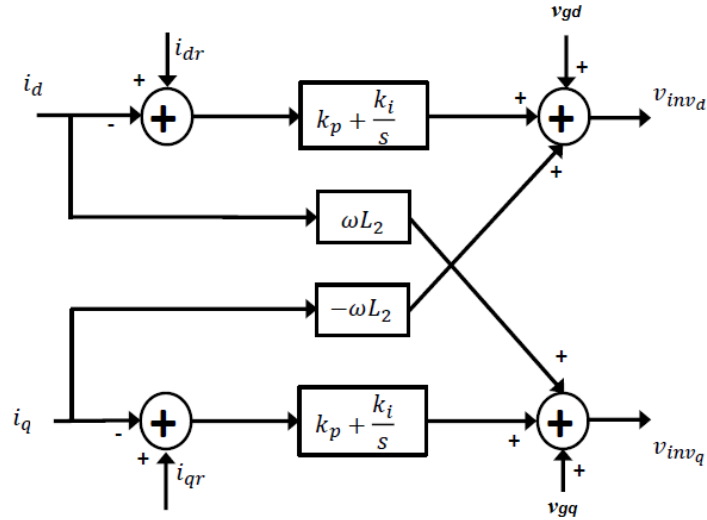


Fig.9 Representación del Esquema de Control Interno en dq

4.6.2 Sogi

Filtro activo, integrador generalizado de segundo orden son utilizados para sintetizar controladores de corriente resonantes implementadas en el marco de referencia estacionario, que tienen ganancia infinita en la frecuencia fundamental, Incorporando SOGIs múltiples, estos sistemas resonantes pueden ser utilizados en los controladores que operan en redes que contienen armónicos y desequilibrio con el fin de reducir el número de estados del controlador, Los controladores resonantes se implementan en un marco de referencia síncrono que gira a la frecuencia fundamental. [10], [5]

$$\vec{x}_{\alpha\beta}(t) = x_{\alpha}(t) + jx_{\beta}(t) = \sum_{n=1}^{\infty} (\vec{x}_n^+ e^{jn\omega_1 t} + \vec{x}_n^- e^{jn\omega_1 t}) \quad (18)$$

$$\vec{y}_{\alpha\beta}(s) = \vec{x}_{\alpha\beta}(s) \cdot \left(\frac{K_I}{s - j\omega_1} + \frac{K_I}{s + j\omega_1} \right) \quad (19)$$

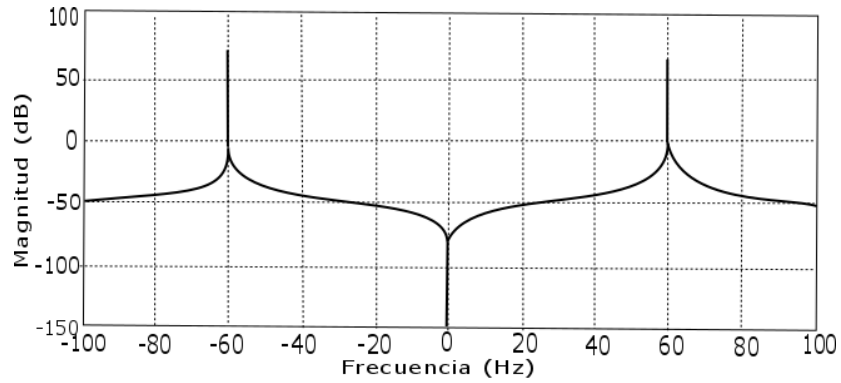


Fig.10 Frecuencia de Resonancia SOGI

4.6.3 Rogi

Filtro activo basado en compensación de armónicos simples requiere menos consumo de cómputo que otros, y proporciona diferentes ganancias para unas ciertas frecuencias de secuencias positivas o negativas. En general, un sistema trifásico equilibrado sólo contiene $(6n \pm 1) \omega$ con $(n = 0, 1, 2, \dots)$ armónicos porque la mayoría de los procesos de conversión de energía involucrados en aparatos industriales (por ejemplo, diodo rectificador cargas no lineales) producen estos componentes armónicos. [10], [5]

$$G_h(s) = \sum_{h=3,5,7} K_{ih} \frac{s}{s^2 + (\omega \cdot h)^2} \quad (20)$$

abc	$+\omega$	$-\omega$	$+3\omega$	-3ω	$+5\omega$	-5ω	$+6\omega$	-6ω	$+7\omega$	-7ω	$+12\omega$
$\alpha\beta$	$+\omega$	$-\omega$	$+3\omega$	-3ω	$+5\omega$	-5ω	$+6\omega$	-6ω	$+7\omega$	-7ω	$+12\omega$
dq	Cte	$+2\omega$	$+2\omega$	$+4\omega$	$+4\omega$	$+6\omega$	$+5\omega$	$+7\omega$	$+6\omega$	$+8\omega$	$+11\omega$

Tabla. 4 Tabla de Secuencias para la Eliminación de Armónicos

4.7 Conexión Con la Red

Para poder sincronizar sistemas trifásicos con la red es necesario determinar la fase, la amplitud y la frecuencia de la señal del bus. La frecuencia en un sistema de alta calidad de energía varía muy poco, la amplitud puede determinarse a partir del valor pico de la señal o utilizando métodos de detección del voltaje rms y no implican un problema de diseño mayor; sin embargo la detección correcta del ángulo de fase es crítica en la sincronización de sistemas como inversores, rectificadores PWM, y sistemas de GD, debido a que una variación pequeña entre el dispositivo y el bus AC al conectarse, puede producir grandes corrientes circulantes entre los elementos del sistema ocasionando daños en los mismos; por esta razón es crítico determinar de una forma precisa y rápida la fase del bus AC. [18]

Estos métodos de detección de secuencia positiva son necesarios para lograr la correcta sincronización entre los sistemas de generación basados en GD y la red eléctrica que se encuentran conectados. Las estructuras más utilizadas comúnmente para este método de detección es la configuración basada en PLL (Phase Locked Loop). [4]

En el caso ideal, donde la tensión de red es sinodal pura y balanceada, la amplitud y frecuencia de la tensión de línea o de fase pueden determinarse de manera relativamente sencilla, mediante detectores de pico o de paso por cero [4], para que el inversor opere a una frecuencia variable, es necesario medir y ajustar la frecuencia de las corrientes de salida. Esto se puede hacer por una estructura de sincronización de fase PLL. Cuando el inversor está conectado a la red eléctrica, la tensión se mantiene gracias a la red y a un control de potencia que se aplica al inversor. En el modo de control de potencia, el voltaje de salida del inversor debe estar sincronizado con la red, el principio del PLL se representa en la Fig. 7.

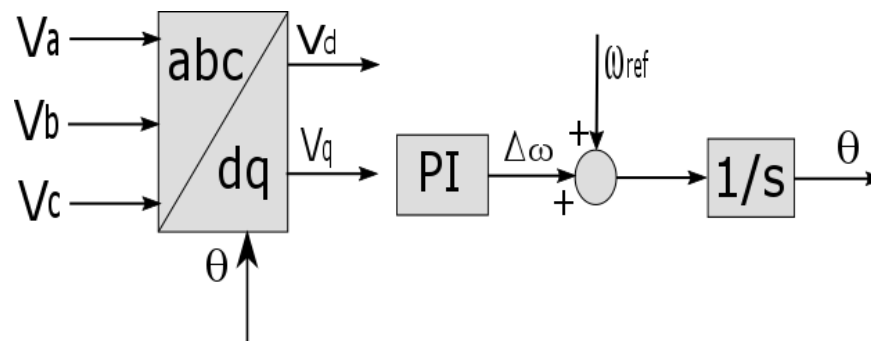


Fig. 11 Estructura de Conexión PLL.

Sobre la base de los voltajes trifásicos medidos, el esquema del PLL calcula primero los componentes de eje d y eje q usando la transformación de park v_d y v_q . El componente de eje q del voltaje se envía a un controlador PI para producir la corrección de la frecuencia angular $\Delta\omega$, que se añade a la referencia ω_{ref} frecuencia angular, como se representa en la siguiente expresión.

$$\omega = \omega_{ref} + k_p \cdot v_q + k_i \int v_q dt \quad (21)$$

La salida del controlador PI es la frecuencia de salida del inversor que se integra para obtener el ángulo de fase θ . El ángulo de fase se utiliza entonces para realizar la transformación de park usando el eje q, teniendo ya la información de la fase se logra así el enganche con la red eléctrica.

CAPITULO V

PRUEBAS DE SIMULACIÓN

Para este capítulo se analizaran dos casos de estudio.

En la primera parte se mostrara el funcionamiento en condiciones normales del convertidor VSC conectado a la red eléctrica y en la segunda parte se mostrara el mismo sistema pero en condiciones de desbalance donde se implementan filtros resonantes SOGI y ROGI los cuales serán los encargados de eliminar el contenido armónico en el sistema eléctrico.

5.1 Control del Convertidor VSC en Condiciones Normales

Para este caso se mostrara cada parte que constituye el convertidor desde el censado de corrientes y tenciones en la red eléctrica, para así efectuar la transformación de Clarke y de park las cuales son aplicadas en el control de tensión como se mostrara más adelante, ya que es en el sistema de referencia dq en el que se va a trabajar.

Esquema general

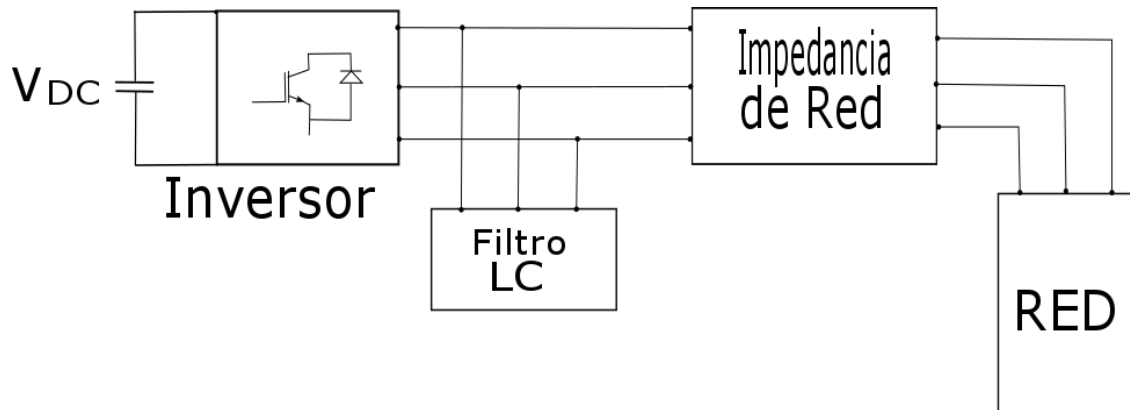


Fig. 12 Esquema General del Convertidor VSC Conectado a la Red

Este esquema es la representación general de como está conectado el convertidor con la red eléctrica en donde la red se encuentra operando a 208V línea-línea y la fuente dc está a 500v.

[Vg] representa las tensiones V_a , V_b , V_c , y es donde se está censando la tensión de la red.

[Ig] representa las corrientes I_a , I_b , I_c , es donde se está censando la corriente de la red.

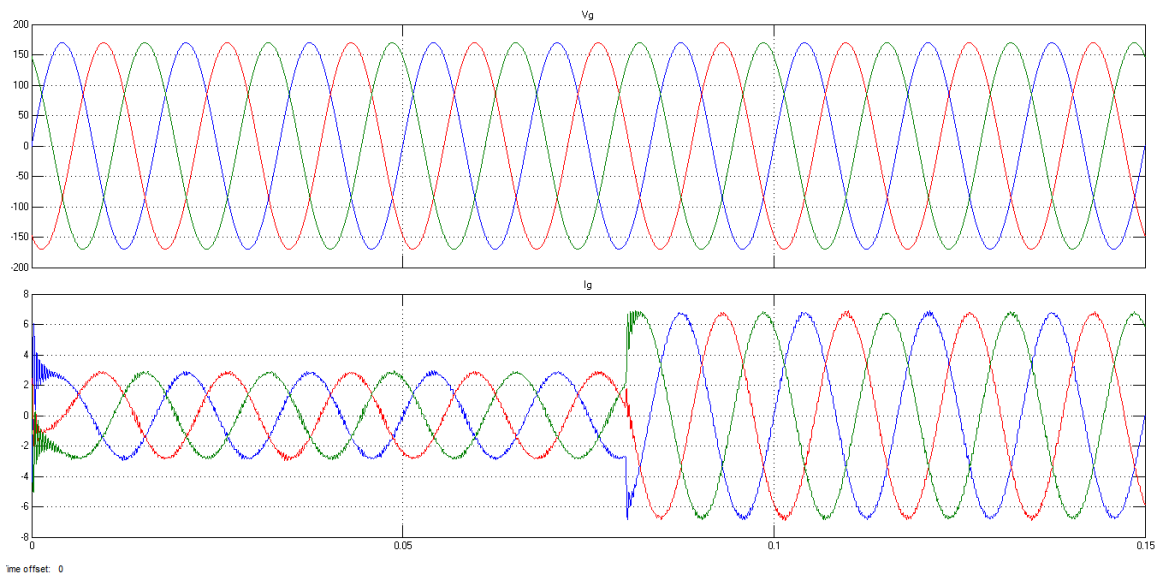


Fig.13 Formas de Onda de la Tensión y Corriente de la Red respectivamente

Transformación de tenciones a dq usando las transformaciones de Clarke y park

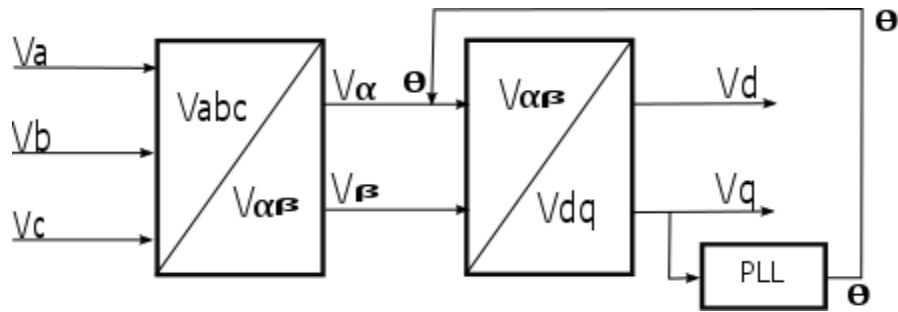


Fig. 14 Esquema Transformación dq

En esta parte se hace la transformación de Clarke y de park para obtener la transformación en el eje de referencia dq.

Transformación de Clarke Para la Tensión

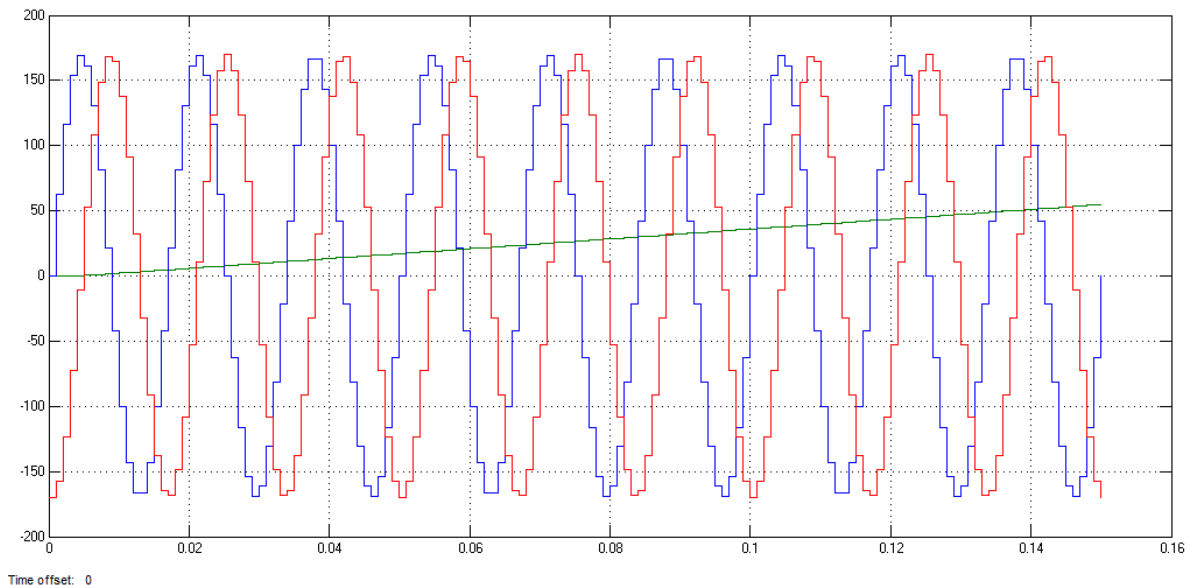


Fig. 15 Transformación de Clarke Para la Tensión

Transformación de Park Para la Tensión

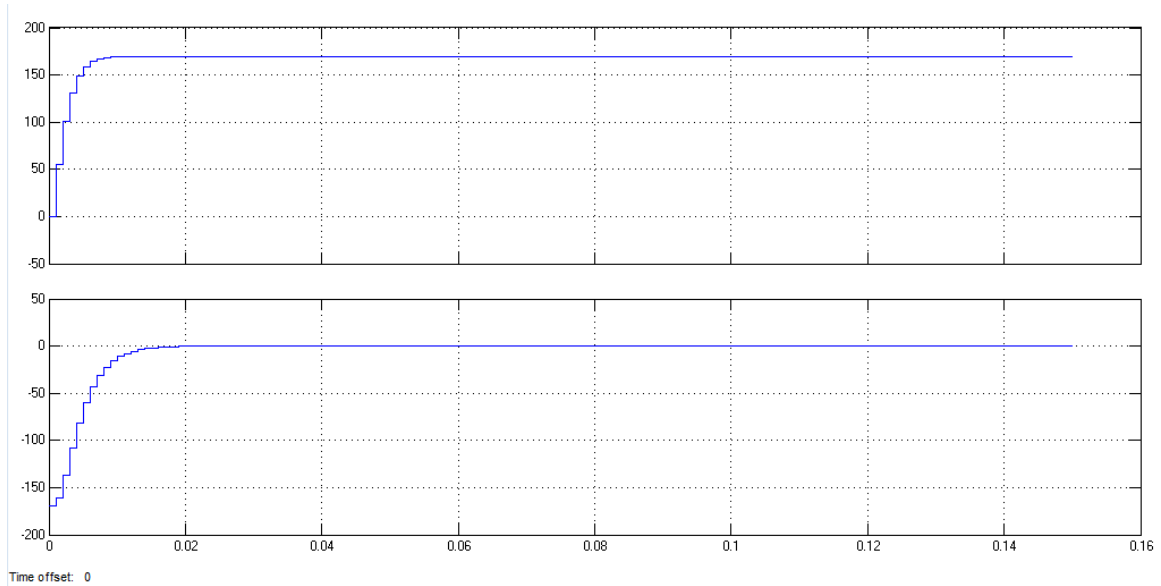


Fig. 16 Transformación de Park Para la Tensión

Transformación de corriente a dq usando las transformaciones de Clarke y park

En la figura 17 y figura 18 se hace la transformación de Clarke y de park, respectivamente para obtener la transformación en el eje de referencia dq.

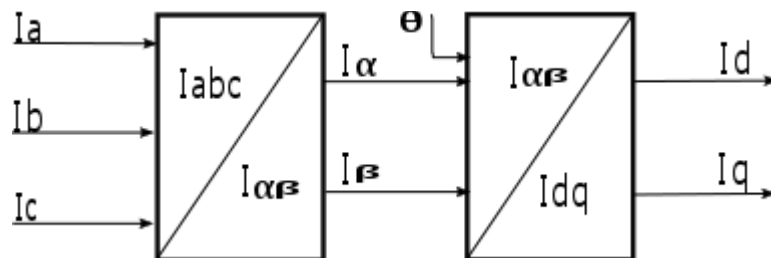


Fig. 17 Esquema transformación dq

Transformación de Clarke Para la Corriente

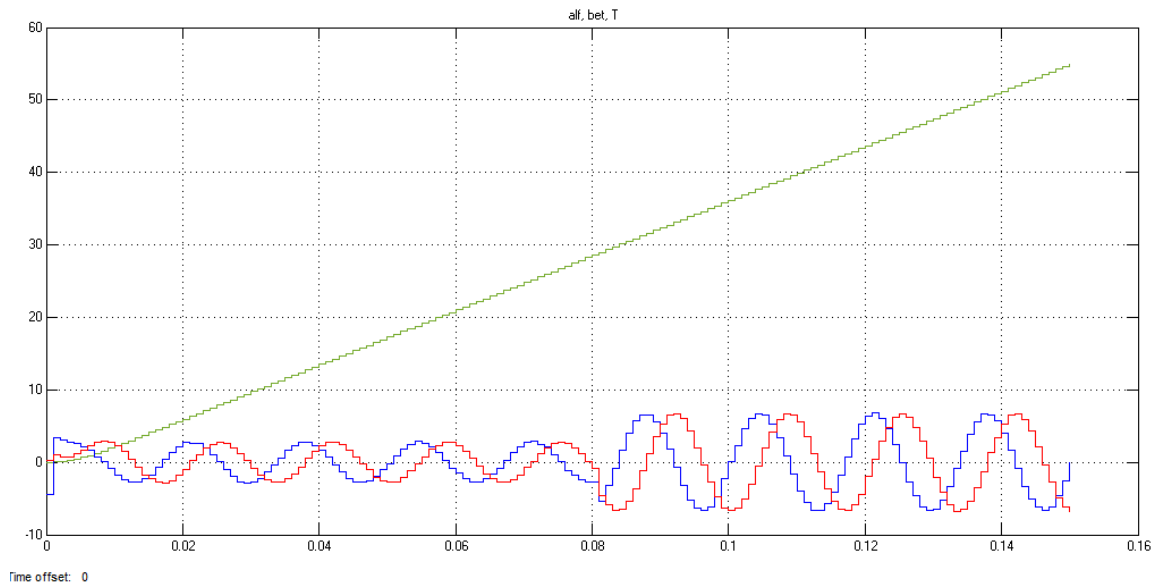


Fig. 18 Transformación de Clarke Para la Corriente

Transformación de Park Para la Corriente

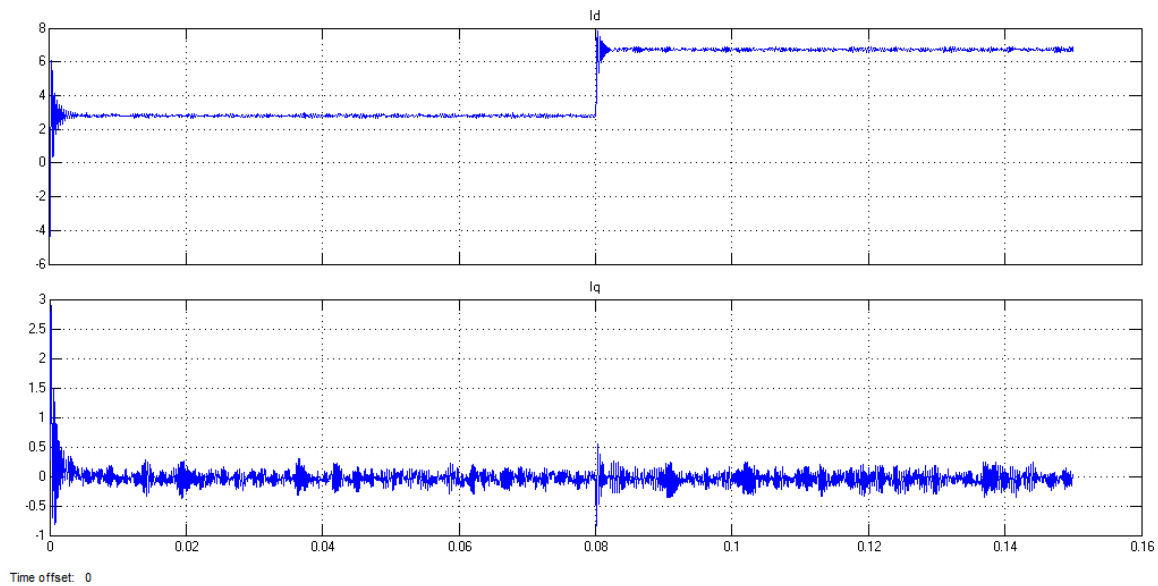


Fig.19 Transformación de Park Para la Corriente

Ya obtenidas las tensiones y corrientes en dq se procede a ejecutar el controlador VOC, y para no tener intercambio de potencia activa entre el sistema VSC y la red se utiliza como

referencia para la corriente $I_d=0$, luego se obtienen tensiones en dq a la salida del controlador estos están representadas como $[v1]$ y $[v2]$, por lo tanto se debe generar una anti transformada del sistema dq al sistema abc, los cuales se conectaran al inversor en donde ya se ara la conexión con la red eléctrica.

Esquema General VOC

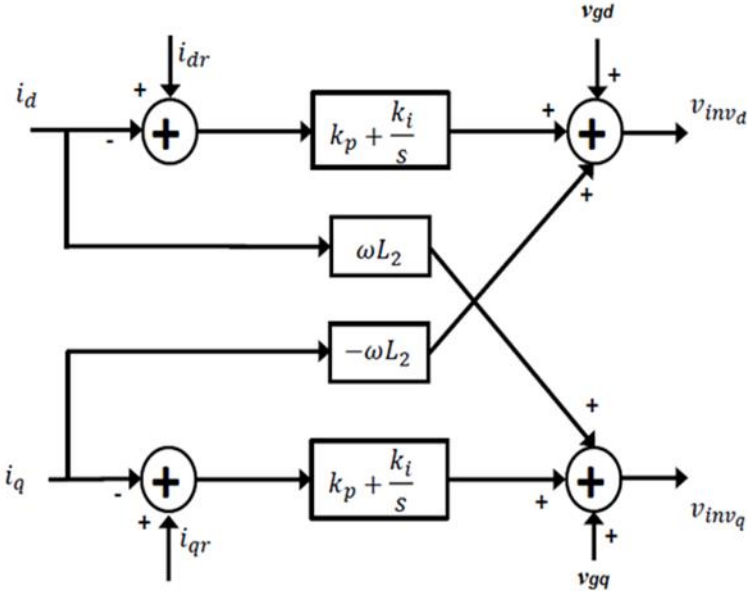


Fig. 20 Esquema de Control VOC

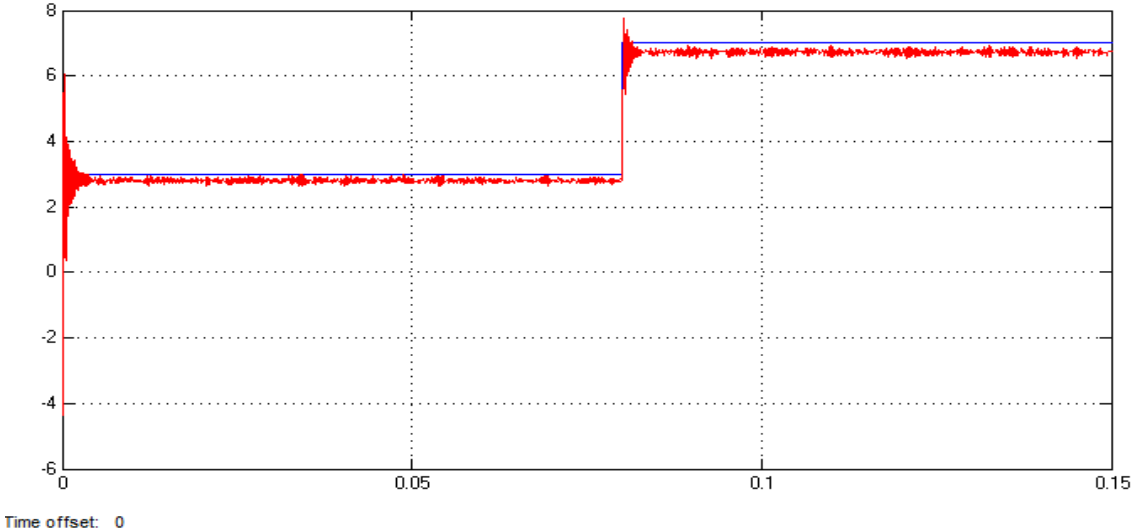


Fig. 21 Control de Corriente Id

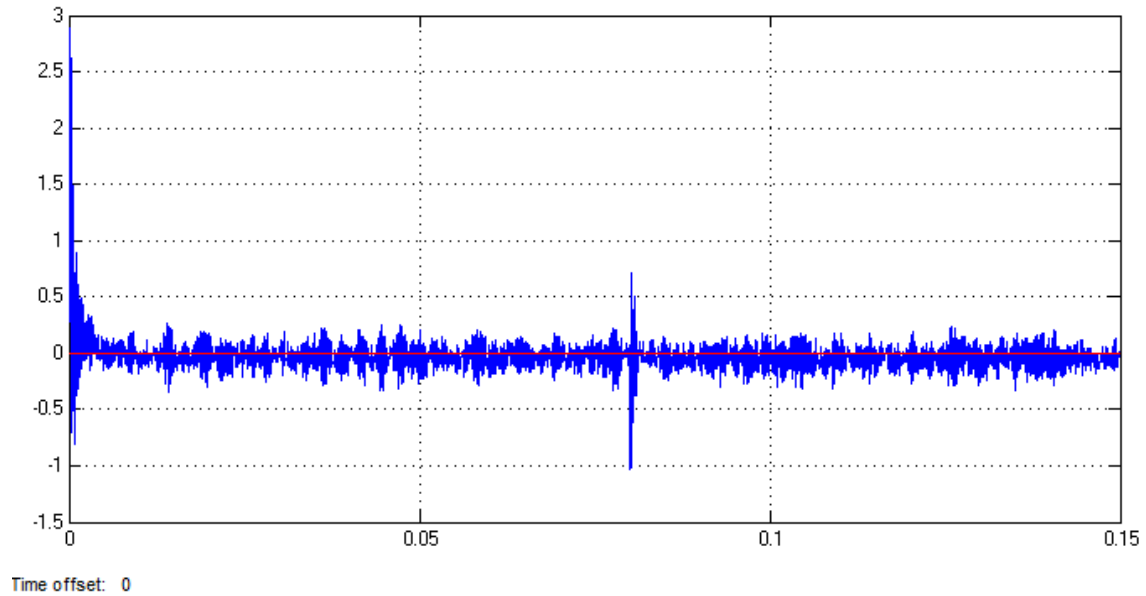


Fig. 22 Control de Corriente I_q

Control de Corriente I_d, I_q

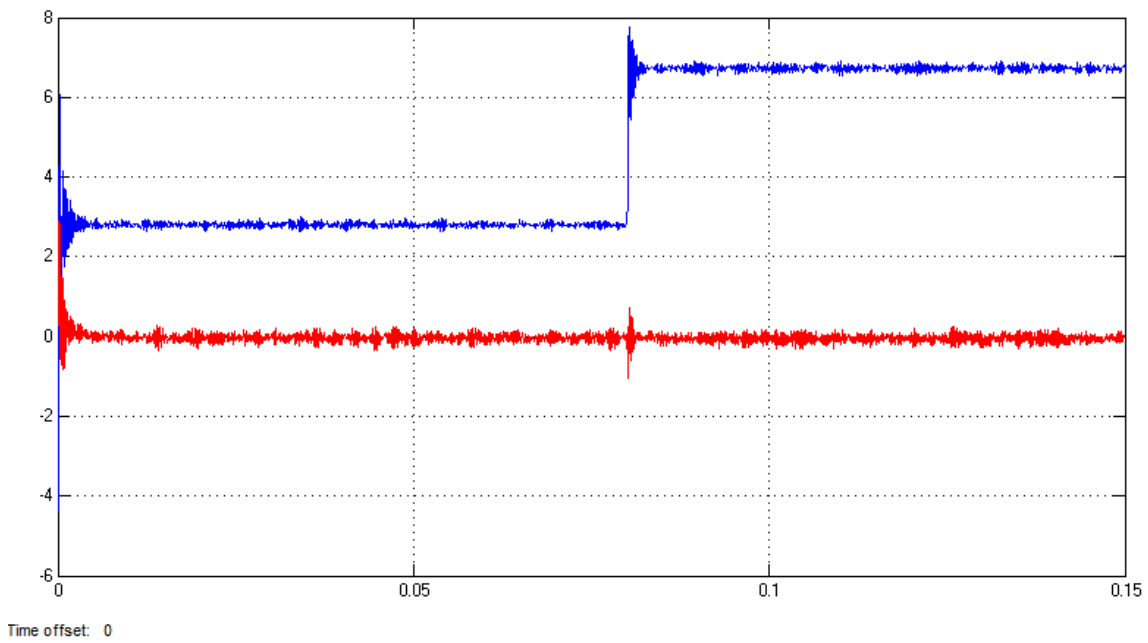


Fig. 23 Control de Corriente I_d, I_q

En la figura 24 se puede observar en funcionamiento del controlador VOC donde está operando adecuadamente con estas tenciones se procede a realizar la anti transformada para obtener $[V_{avc\ inv}]$.

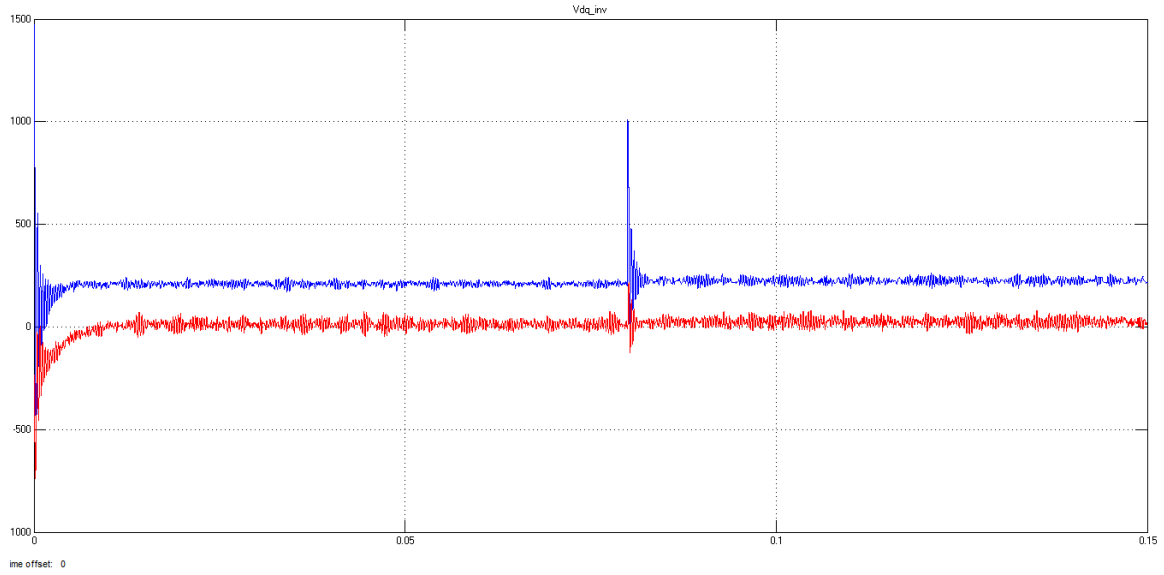


Fig. 24 Control de Tensión V_{inv-d} , V_{inv-q} en dq

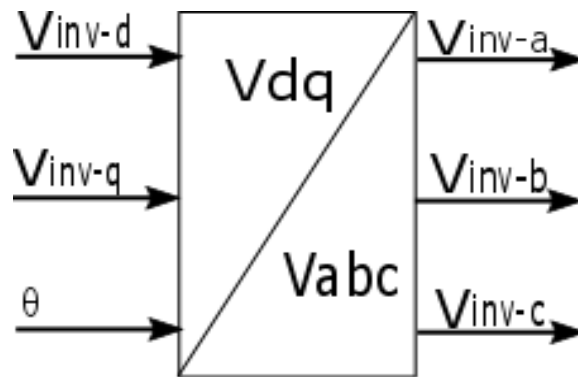


Fig. 25 Anti Transformada de V_{inv-d} , V_{inv-q} a $V_{abc-inv}$

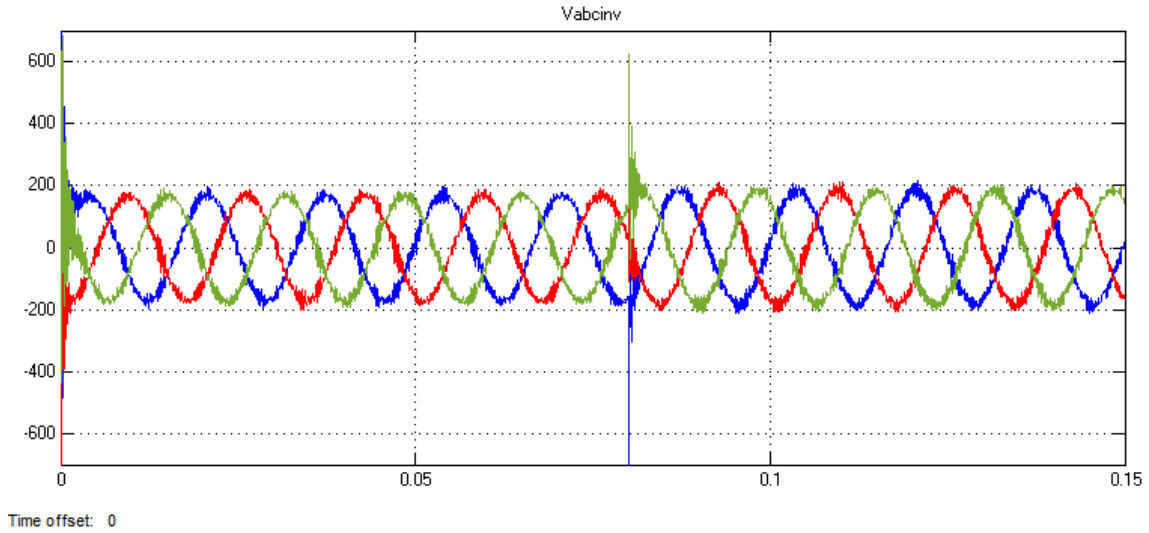


Fig. 26 Tensiones Vabc-inv

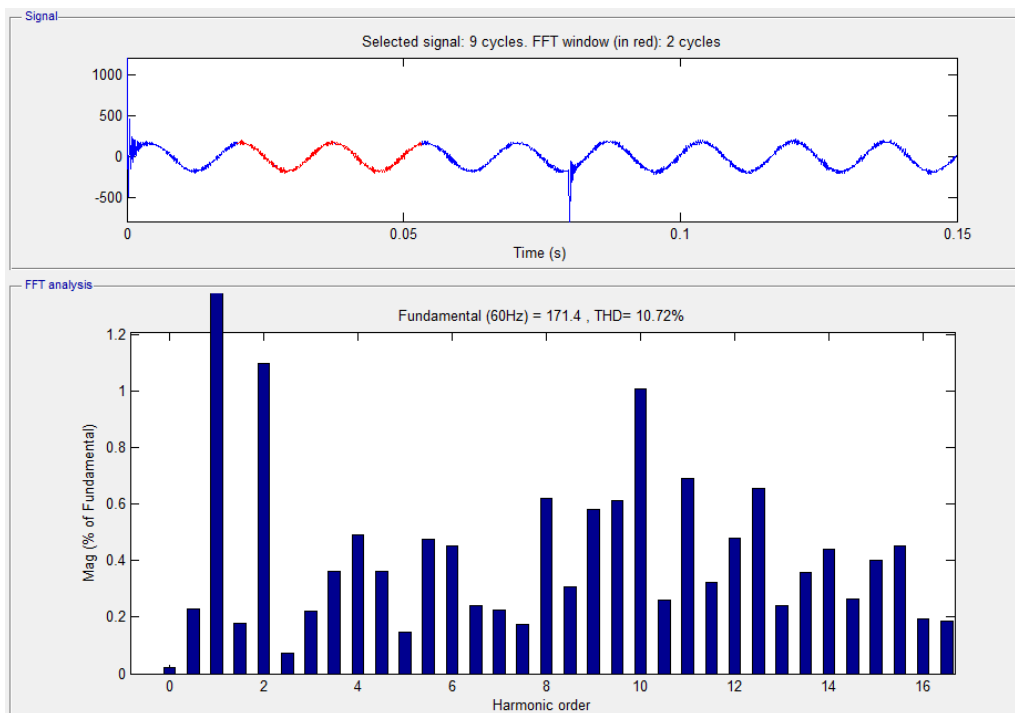


Fig. 27 THD Tensiones Vabc-inv

Como se puede observar en la figura 27 el THD del V_{inv} es 10.72% y el valor de la tensión es 171.4V el cual se encuentra en un límite permitido este es el que se conecta al inversor y luego con la red eléctrica.

Tensión y Corriente en el Punto de Conexión con la Red

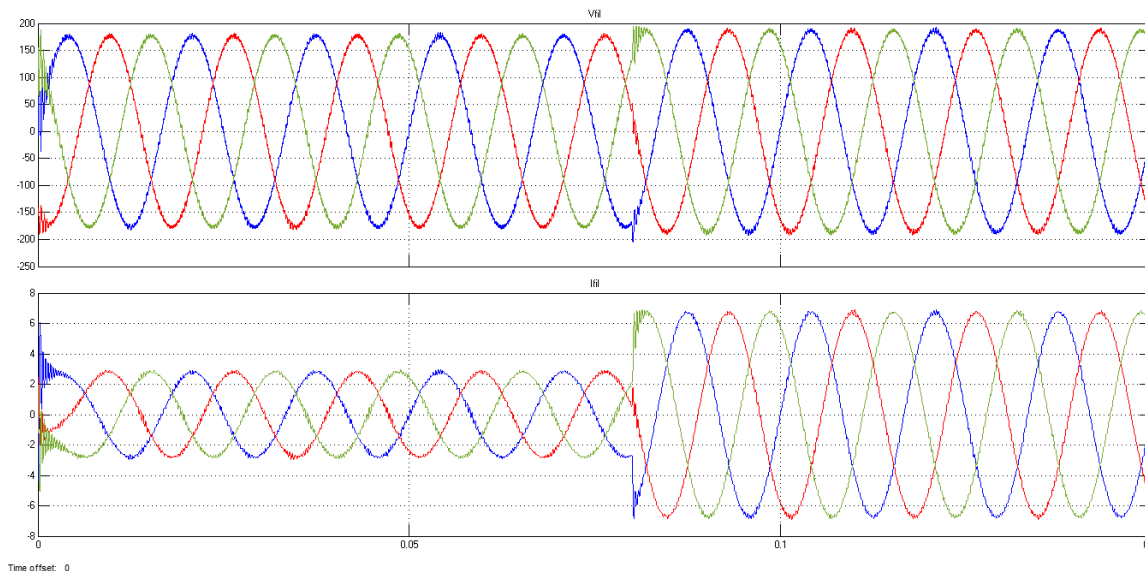


Fig. 28 Tensión y Corriente en el Punto de Conexión con la Red

En la figura 29 se observa las formas de onda para la tensión y la corriente respectivamente después de salir del inversor pasando por el filtro teniendo como resultado formas de onda adecuadas como se muestra en la figura 18 el THD=1.89% y el valor de tensión es 176.9V.

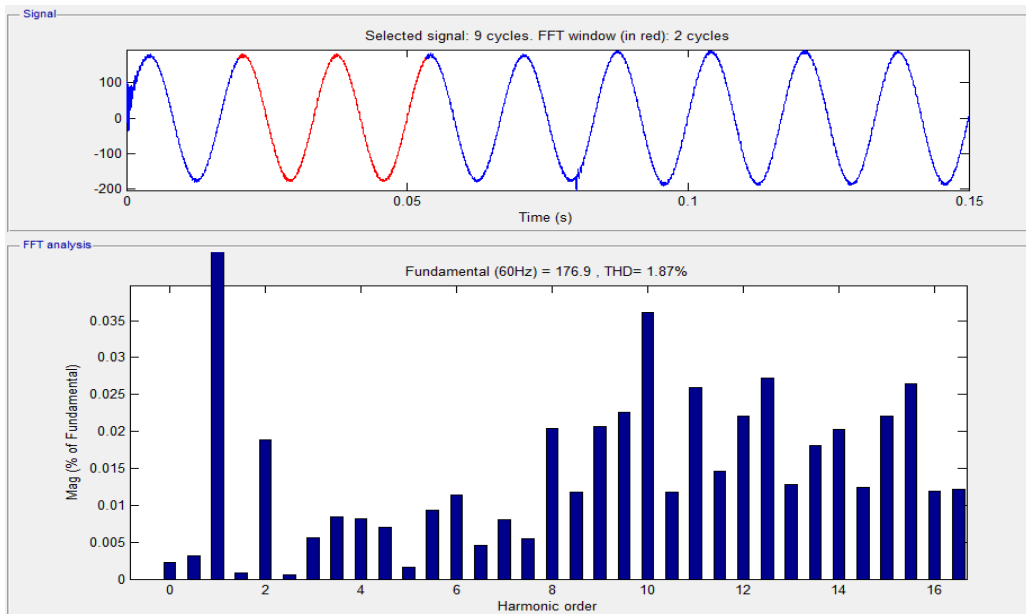


Fig. 29 THD de la Tensión en el Punto de Interconexión con la Red

5.2 Control del Convertidor VSC en Condiciones de Desbalance

Para este caso se hace un desbalance en la red eléctrica poniendo una fuente no lineal la cual es la encargada de generar el 5th armónico de secuencia negativa, por otro lado en el control de tensión VOC se implementan filtros resonantes SOGI y ROGI los cuales se implementan en el marco de referencia dq, estos están conectados en paralelo con el controlador PI.

Dice la teoría que si se usan filtros resonantes y se compensa el armónico 6th por las características de los sogis estos son capaces de eliminar el 5th y 7th armónico de secuencia negativa y positiva respectivamente reduciendo los cálculos computacionales permitiendo así una correcta operación de generación distribuida conectada a la red eléctrica bajo condiciones de desbalance.

Para este caso se propone un desbalance del 15% en el 5th armónico.

Esquema General del Convertidor VSC Conectado a la Red con Fuente Desbalanceada

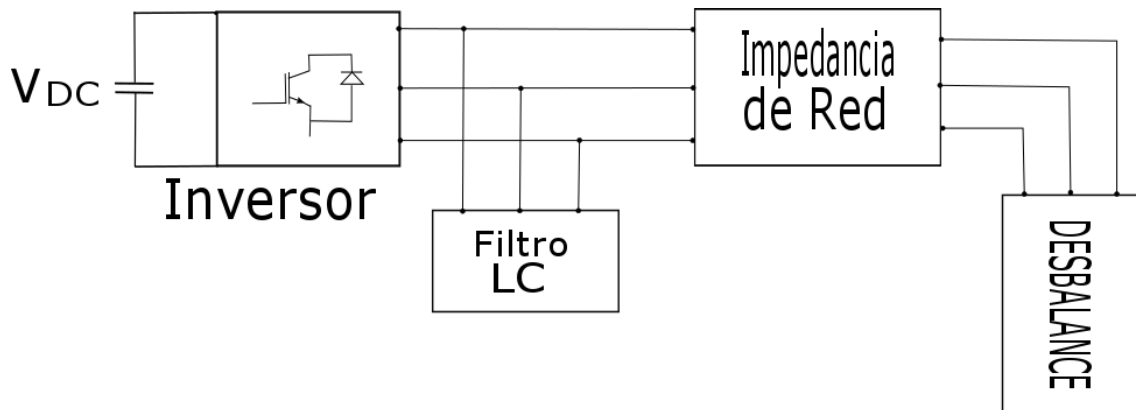


Fig. 30 Formas de Onda de la Tensión y Corriente de la Red en condición de desbalance

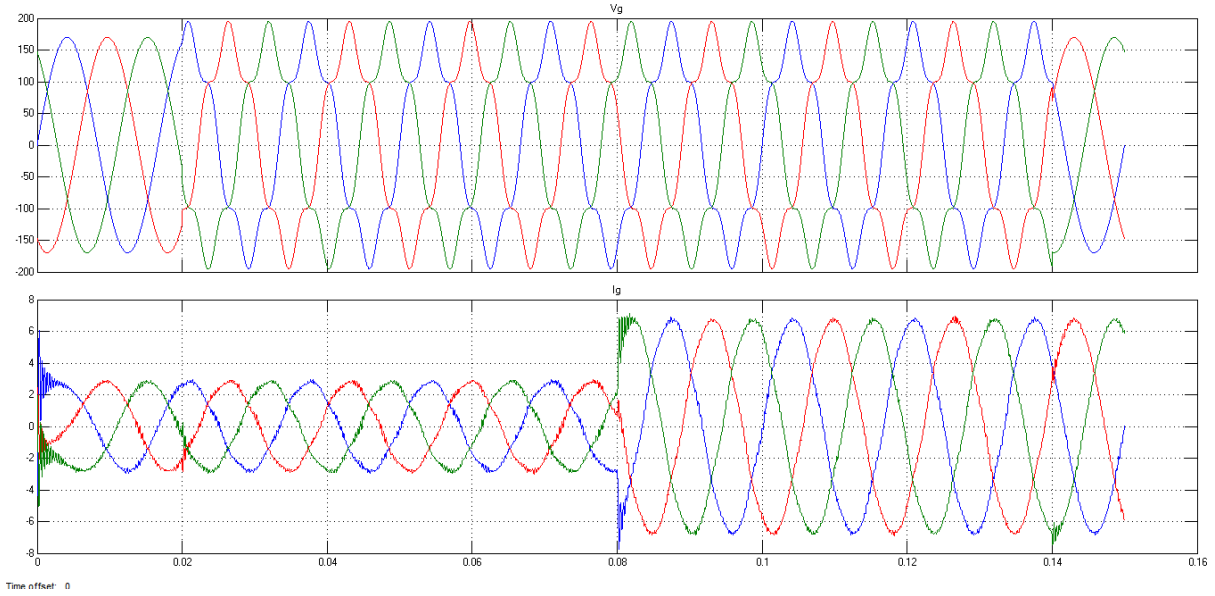


Fig. 31 Formas de Onda de la Tensión y Corriente de la Red en condición de desbalance

Esquema de Control VOC con SOGI y ROGI

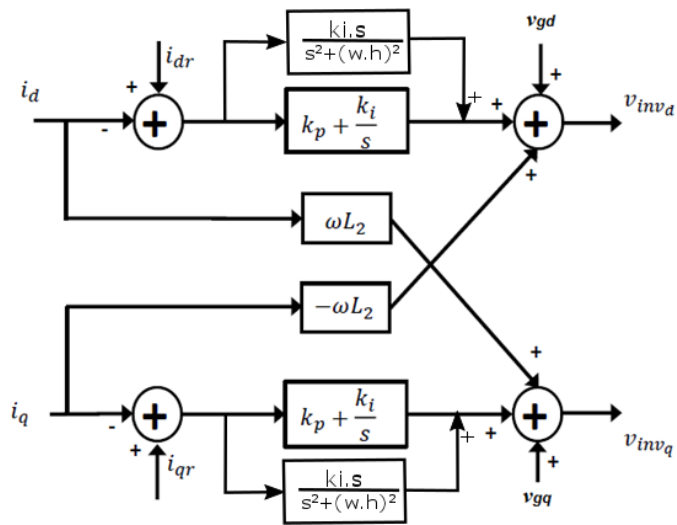


Fig. 32 Esquema de Control VOC con SOGI y ROGI

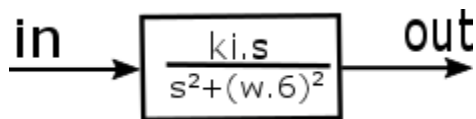


Fig. 33 Esquema del SOGI

En la figura 33 se muestra la estructura del sogi donde se implementa la función de transferencia compensando el 6th armónico

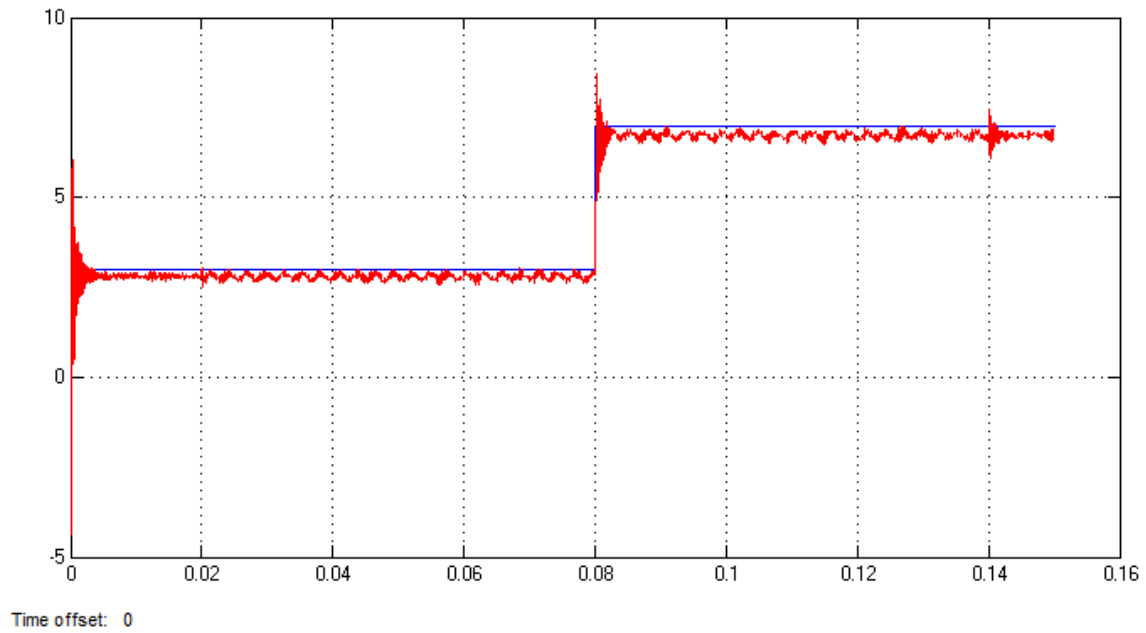


Fig. 34 Control de Corriente I_d

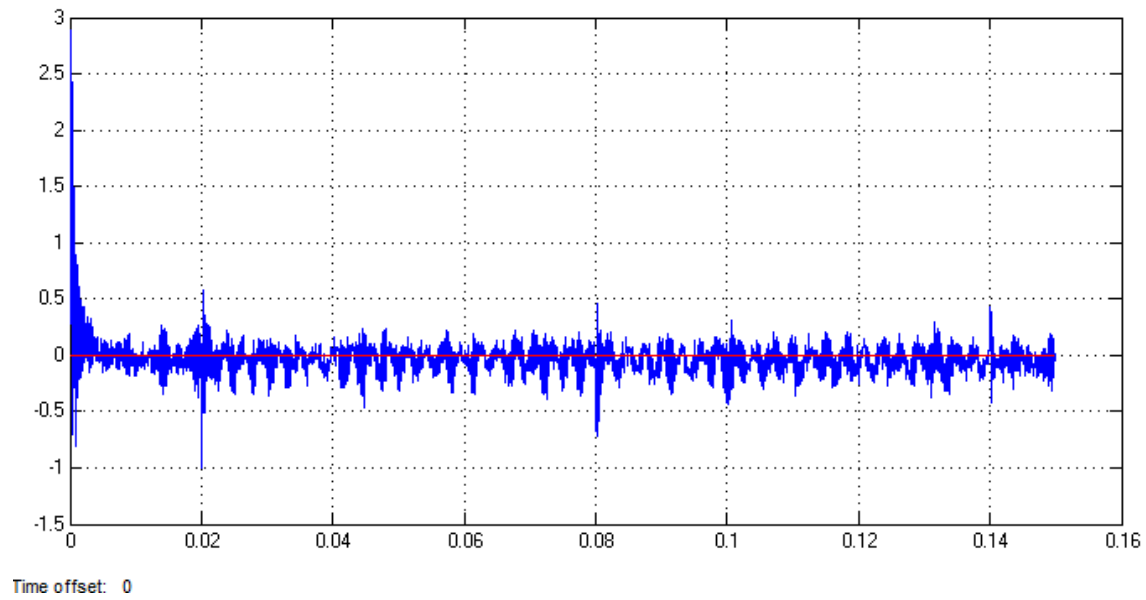


Fig. 35 Control de Corriente I_q

Control de Corriente Id,Iq

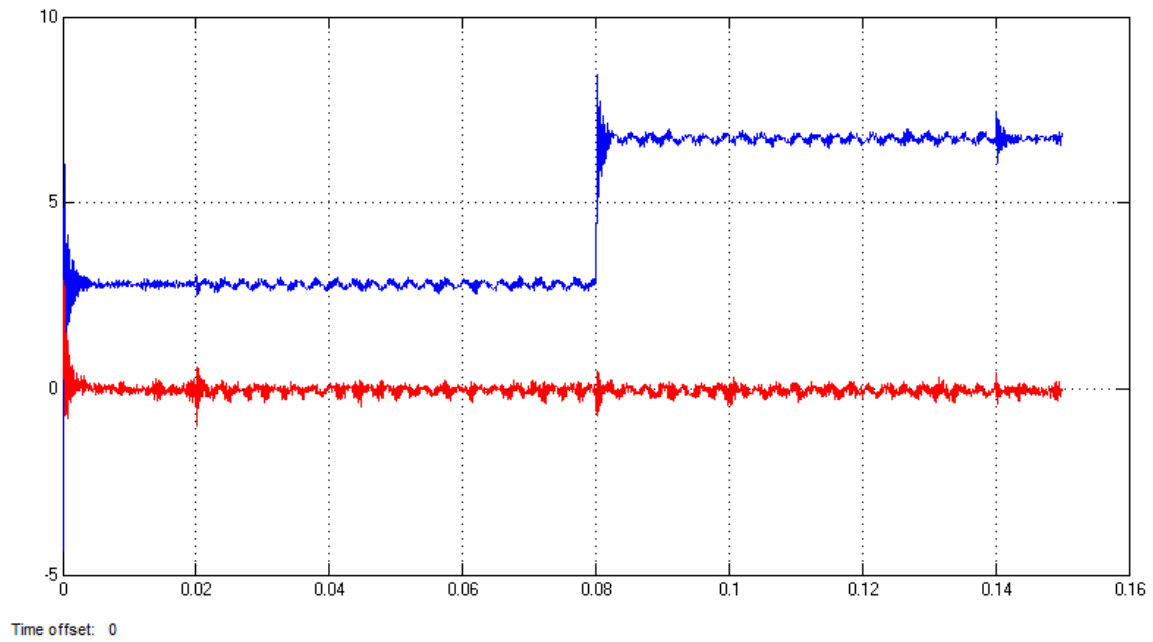


Fig. 36 Control de Corriente Id,Iq

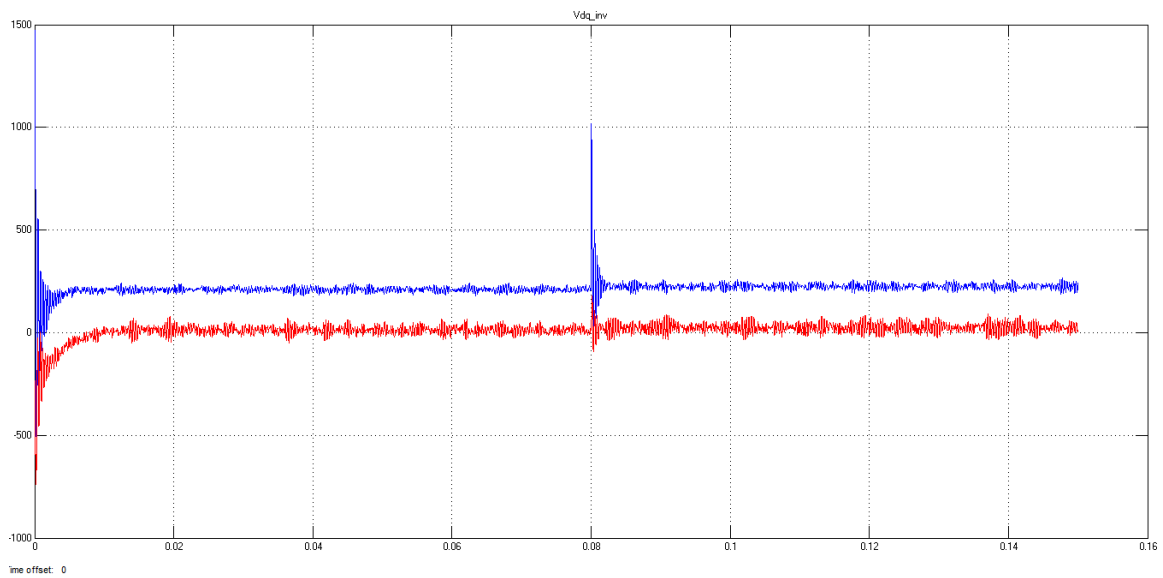


Fig. 37 Control de Tensión V_{inv-d} , V_{inv-q} en dq

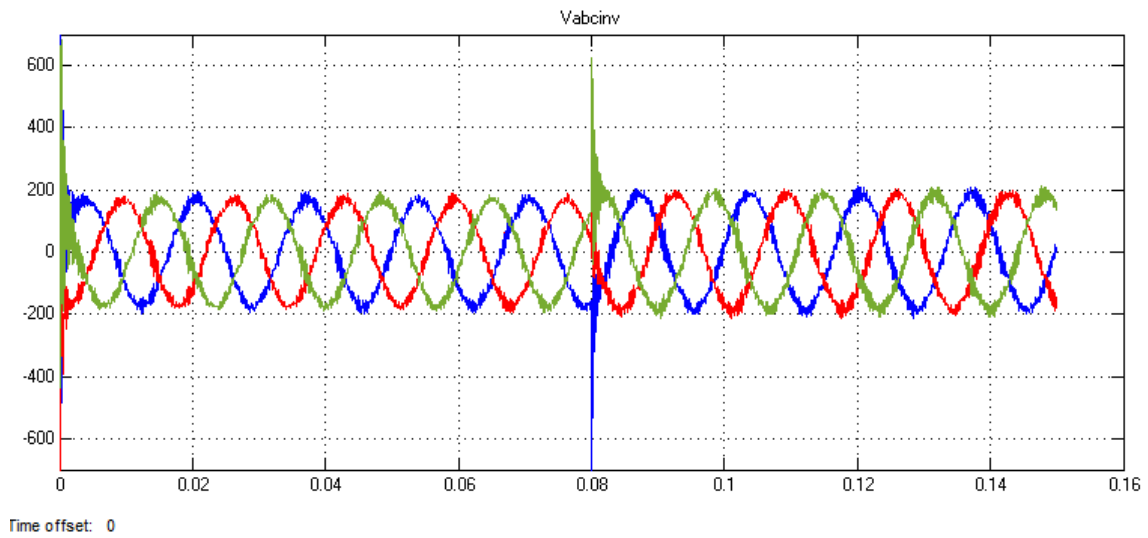


Fig. 38 Tensiones Vabc-inv

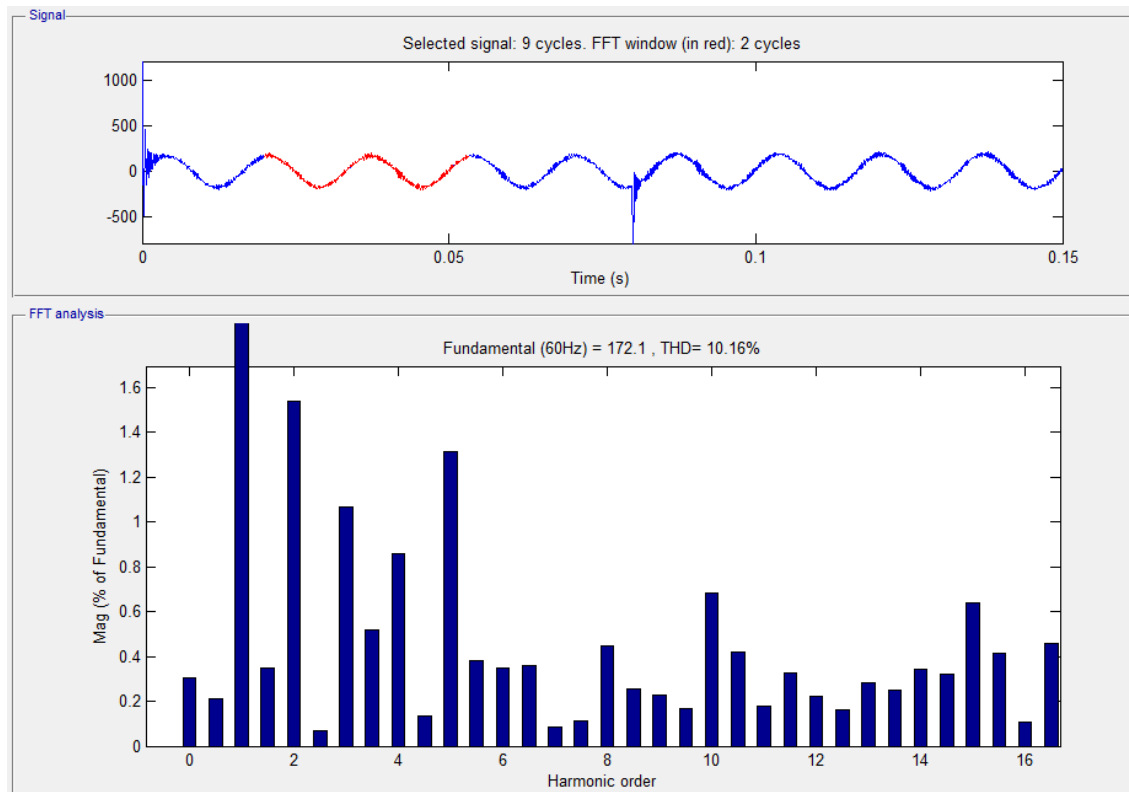


Fig. 39 THD Tensiones Vabc-inv

Como se puede observar en la figura 39 el THD del V_{inv} es 10.16% y el valor de la tensión es 172.1V el cual no se encuentra en un límite permitido adecuado.

Tensión y corriente en el punto de conexión con la red

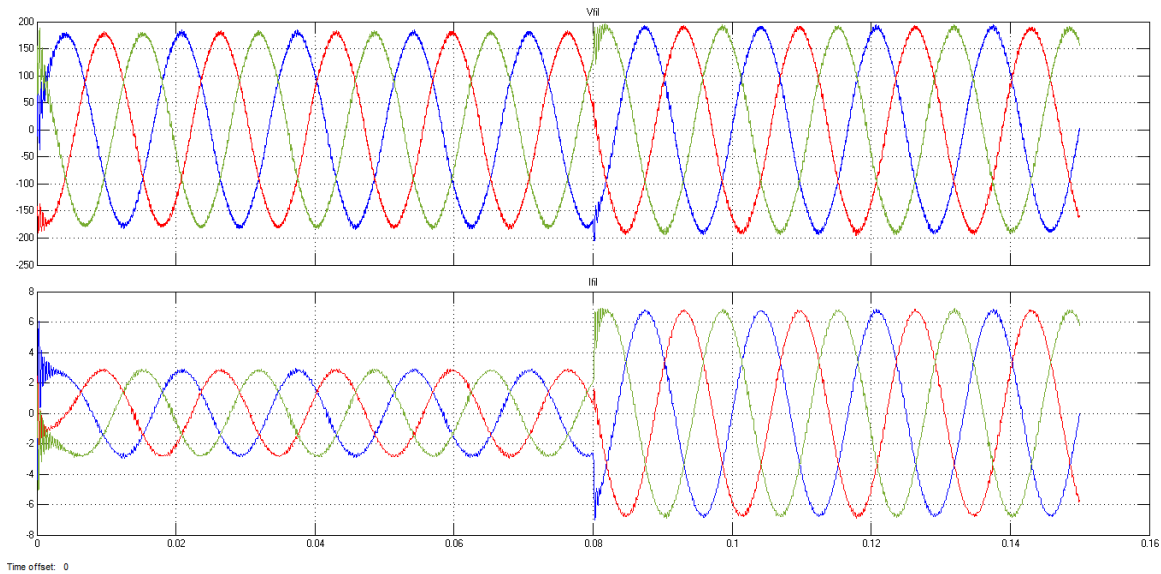


Fig. 40 Tensión y corriente en el punto de conexión con la red

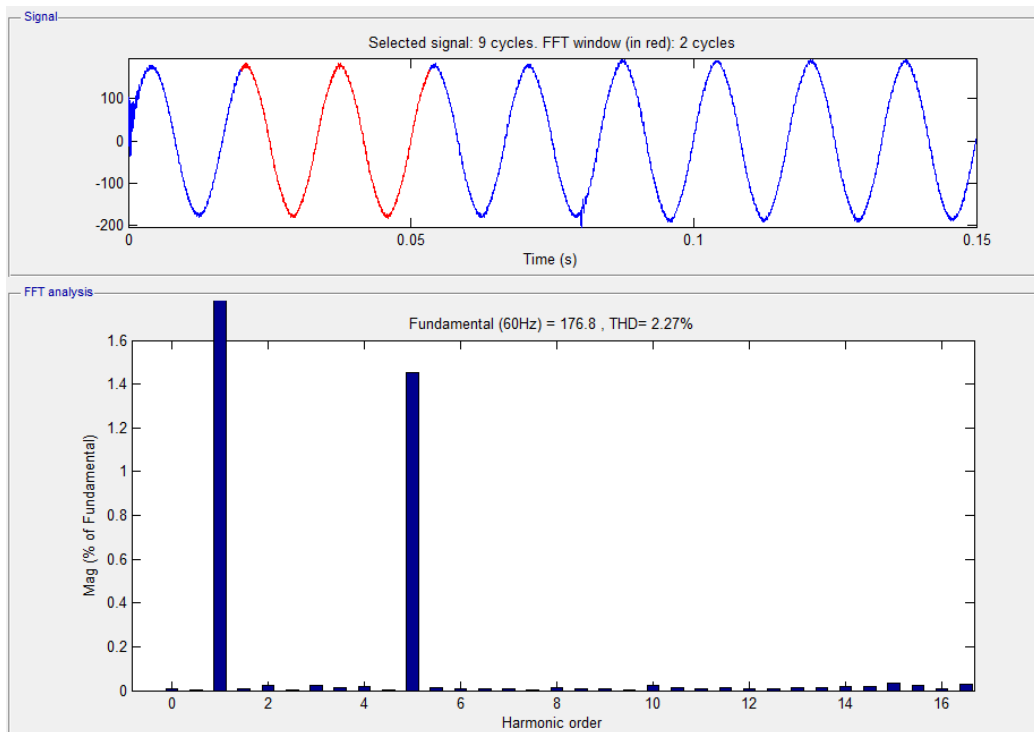


Fig. 41 THD de la Tensión en el Punto de Interconexión con la Red

En la figura 40 se observa las formas de onda para la tensión y la corriente respectivamente después de salir del inversor pasando por el filtro teniendo como resultado formas de onda adecuadas como se muestra en la figura 41 el THD=2.27% y el valor de tensión es 176.8V.

5.3 Conclusiones

En esta tesis se han diseñado algunas estrategias de control para la sincronización de generación distribuida con la red eléctrica así como también los lazos de control para los VSCs. Se han propuesto dos esquemas generales los cuales permiten estimar el contenido armónico en el PCC, el primero en condiciones normales de operación, el segundo en condición de desbalance. En ambos casos se presentaron las simulaciones.

De acuerdo con los objetivos de la investigación que se plantearon al principio de este estudio se puede concluir lo siguiente:

- ▶ El controlador propuesto presento un buen comportamiento tanto en condiciones ideales como en condiciones de desbalance.
- ▶ En el caso de las existencia de cargas no lineales las cuales presentan diferencias en los niveles de tensión de cada una de las fases de la red se pudo demostrar que la utilización de los dos filtros resonantes SOGI y ROGI que poseen ganancia infinita a frecuencias fundamentales es posible eliminar o mitigar armónicos convencionales.
- ▶ Se observó que al trabajar en el marco de referencia ABC y tener armónicos como el 5th y 7th de secuencia negativa y secuencia positiva respectivamente se pueden mitigar trabajando con el 6th armónico, en el marco de referencia dq, eliminando así estos dos armónicos, minimizando cálculos computacionales.
- ▶ A la hora de tener un desbalance ocasionado por un aumento de un 15% de su valor nominal se logró obtener un THDV a la salida del convertidor en ambos casos menor al 5% valor que determina el standar IEEE 1547 para la integración de GD, para el caso 1 se obtuvo un valor de 1.89% mientras que para el caso 2 se logró obtener un valor de 2,37.

Bibliografía

- [1] A. E. MEJIA, «Indirect matrix converter as standard power electronic interface,» university of arkansas, arkansas, 2014.
- [2] J. S. J.F.Cristos Bustos, «LEY 1715 DEL 13 DE MAYO 2014 POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL,» 2014.
- [3] N. D. Aldana, C. L. Trujillo y J. G. Guarnizo, «Regulación del flujo de potencia activa y reactiva,» *Laboratorio de Investigación en Fuentes Alternativas de Energía*, nº 66, pp. 118-130, Marzo, 2013.
- [4] B. H. Mouna y S. Lassaâd, «A Digital Phase Locked Loop Speed Control of Three Phase Induction Motor Drive: Performances Analysis,» *Energy and Power Engineering*, vol. 3, pp. 61-68, 2011.
- [5] C. A. Busada, S. G. Jorge y A. E. Leon, «CURRENT CONTROLLER BASED ON REDUCED ORDER GENERALIZED INTEGRATORS FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS,» *IEEE*, vol. 59, nº 7, pp. 2898-2909, 2012.
- [6] u. p. salesiana, «armonicos en la redes electricas,» vol. [link] file:///D:/Downloads/Arm_nicos_en_Redeselectricas%20(1).pdf, pp. 1-55.
- [7] R. Vásquez, «filtrado de armonicos,» *industria*, p. 5, 2003.
- [8] E. Reyes-Trujillo;Rodríguez-Rivas J.J.;Robles-García J., «Aplicación de un filtro activo de corriente para mejorar la calidad de la,» *ingeniería investigación y tecnología*, vol. XI, nº 4, p. 14, 2010.
- [9] D. M. YARCE, «COMPENSACIÓN DE ARMÓNICOS CON UN FILTRO ACTIVO DE POTENCIA,» Pereira, 2010.
- [10] Z. Zeng, Y. Jiaqiang, S. Chen y J. Huang, «REDUCED ORDER GENERALIZED INTEGRATORS BASED SELECTIVE HARMONIC COMPESATION CURRENT CONTROLLERT FOR SHUNT ACTIVE POWER FILTTERS,» *IEE*, pp. 1650-1655, 2014.
- [11]
- [12] W. Kramer, C. . S. , K. B. y . T. H., «Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems,» *National Renewable Energy Laboratory*, vol. Part 1: Systems and Topologies, nº WW2C.1000, pp. 1-118, 2008.

- [13] R. C. Meraz, R. C. Martínez Montejano, F. Delgado Aranda y I. Campos Cantón, «SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-EÓLICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» *Revista Académica de Investigación*, nº 13, pp. 1-24, Agosto 2013.
- [14] D. V. Delgado, «GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO HIDRÁULICO FOTOVOLTAICO».
- [15] J. Driesen y T. . V. Craenenbroeck., «desequilibrio de tension,» *CONSTRUCTOR ELECTRICO*, p. 2, 2014.
- [16] u. d. cantabria, «FILTRADO ACTIVO DE POTENCIA».
- [17] A. G. ALVAREZ y L. M. TORRES CAMACHO, «ANALISIS DE METODOS DE COMPENSACION DE ARMONICOS CON FILTROS ACTIVOS,» pereira, 2007.
- [18] F. Serra y C. De Angelo, DETECTORES DE SECUENCIA POSITIVA PARA LA CONEXIÓN DE TURBINAS EÓLICAS A LA RED, argentina, 2009.
- [19] E. J. B. Peña, OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE, Madrid, 2005.
- [20] «Convertidores en fuente de tensión».
- [21] C. A. H. Mora, N. . L. Díaz Aldana y C. . L. Trujillo Rodríguez, Diseño e implementación de controladores lineales para regulación del bus DC en convertidores VSC para HVDC.
- [22] L. J. M. MARIN, «ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE (FACTS) Y LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN DC (HVDC),» de *UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI* , BARCELONA, 2010.
- [23] R. H. Muhammad, *Electronica de Potencia*, mexico: pearson educacion, 2004.
- [24] L. M. Francisco M Gonzales, «modulacio de ancho de pulso,» *IEEE*, p. 9, 2004.
- [25] q. d. b. jose, A.-. gonzales cueto y Z. Garcia Sanchez, «implementacion de modelos de control de los SVC en el programa PSX,» *aplicaciones industriales* , vol. XXXVI, nº 1815-5901, pp. 61-71, 2015.
- [26] A. A. c. Piñones, «Estudio Del Control De Velocidad Y Torque EN Motor De INduccion Trifasico».
- [27] P. Rodríguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre y F. Blaabjerg, *Synchronization, New Positive-sequence Voltage Detector for Grid of Power Converters under Faulty Grid Conditions*.
- [28] C. d. F. Ambiental, «Energía Eólica,» *Curso de Física Ambiental*, vol. 6, pp. 1-104, 01/01/2011.

[29] N. L. D. ALDANA, CONTROL DE UN CONVERTIDOR ESTÁTICO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS, Bogota, Junio de 2011.