

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRONICA



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

Contribución a la mejora de la eficiencia energética mediante convertidores electrónicos trifásicos de generación y compensación en sistemas de generación minieólica.

TESIS DOCTORAL

Doctorando:

Camilo Itzame Martínez Márquez

Dirigida por:

Dr. D. Francisco J. Gimeno Sales

Dr. D. Salvador Orts Grau.

Valencia, Junio 2019

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi agradecimiento a todos los que han formado parte, directa o indirectamente, en la elaboración de esta tesis.

En primer lugar a mis padres que me han apoyado y animado siempre a lo largo de este proyecto; a mi hermano por su compañía, apoyo y consejo. A doña Roge, que sé que siempre me tiene presente. A toda mi familia que siempre se han preocupado por mí durante esta etapa.

A las familias Mejías-Collado por darme un lugar que se siente como casa aún estando tan lejos de casa, y en especial a Daniel por su amistad durante todos estos años.

A Daniel y Clara, por dejarme ser parte de su familia y a todas las personas que gracias a ellos he conocido y me han ayudado siempre a sentirme integrado.

A mis directores, Salvador y Francisco, por aceptarme para desarrollar la presente tesis dentro del Grupo de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Politécnica de Valencia; por su invaluable guía y consejo, pero sobre todo por su amistad.

A mis compañeros del laboratorio, David, Alex, Germán, Jackson y Josep; que siempre me brindaron su apoyo, opinión, conocimiento y amistad sin los cuales este trabajo no hubiera sido posible.

Gracias

RESUMEN

La presente tesis se enmarca en el campo de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, la mejora de la calidad del suministro eléctrico y la mejora de la estabilidad de redes de baja potencia como lo son las micro redes (*Microgrids*) y las redes inteligentes (*Smart Grids*). La definición de dichas redes se basa en la integración de generadores distribuidos, entre ellos los basados en energías renovables como los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica o de energía eólica. Dichos sistemas de generación se conectan a la red de distribución por medio de convertidores electrónicos con una potencia eléctrica limitada, esta característica provoca que las redes con alta integración de generadores distribuidos se vean afectadas en mayor medida por problemas de calidad del suministro, debido a su baja corriente de cortocircuito.

Con la finalidad de mantener la calidad del suministro eléctrico en una red de distribución debe cumplirse que el sistema conste de tensiones senoidales, de frecuencia fundamental y simétricas; y de cargas que consuman corrientes senoidales de frecuencia fundamental, equilibradas y en fase con el sistema de tensiones. Cuando alguna de estas condiciones no se cumple, se producen fenómenos que disminuyen la eficiencia del sistema y degradan la calidad del suministro eléctrico, la mayor parte de estos fenómenos pueden ser mitigados mediante el uso de compensadores activos conectados en serie o en paralelo al sistema eléctrico. En particular, los compensadores activos conectados en paralelo se encargan de proporcionar al sistema las corrientes ineficientes demandadas por las cargas, permitiendo así que por la red de distribución transiten únicamente las corrientes eficientes, mejorando el rendimiento del sistema en general. Las corrientes que deben ser inyectadas por el convertidor son calculadas a partir de una teoría de la potencia eléctrica que ayude a llevar a cabo una correcta identificación de las componentes ineficientes consumidas por la carga. Una compensación global de las corrientes ineficientes puede llevarse a cabo siempre que el límite de potencia de los convertidores lo permita, por lo que si las ineficiencias son mayores que la capacidad de un convertidor se puede considerar la compensación parcial de las corrientes ineficientes o bien la compensación selectiva de los distintos fenómenos que generan las ineficiencias.

Los convertidores electrónicos utilizados como interfaz de conexión de los generadores distribuidos a la red eléctrica tienen la misma topología que los compensadores activos, esta característica ha dado paso al desarrollo de sistemas híbridos de generación y compensación. Dada la naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovables, los sistemas de generación distribuida basados en dichas fuentes no hacen uso de la potencia nominal del convertidor en todo momento, por lo que la diferencia entre la potencia activa inyectada y la potencia nominal del convertidor puede ser utilizada para la compensación de los fenómenos ineficientes de la red. En la presente tesis se plantea el estudio de los sistemas híbridos de generación y compensación basados en sistemas de generación de minieólica, también llamados de pequeña eólica, con la finalidad de optimizar el

aprovechamiento de la potencia disponible en el convertidor electrónico de conexión a red para ayudar a mejorar la calidad del suministro y la estabilidad del sistema eléctrico.

El sistema propuesto en la presente tesis abarca el control del sistema de generación de pequeña eólica, la transferencia de energía a la red eléctrica y la compensación de fenómenos ineficientes mediante la optimización del aprovechamiento del convertidor electrónico de conexión a red. Se propone la utilización de técnicas de control borroso para la búsqueda del punto de máxima potencia del aerogenerador y el control de la tensión del bus de continua; así como la aplicación de técnicas de control no lineal para la estimación de la velocidad de giro de la turbina eólica para realizar un control de velocidad que permita la extracción de la máxima potencia disponible en el viento. En la conexión a red se presenta un algoritmo de optimización del aprovechamiento de la potencia disponible en el inversor a red para la compensación de potencias ineficientes, resultando en un sistema de gestión de generación, a partir de la energía minieólica, y compensación de ineficiencias en forma selectiva.

A partir del sistema desarrollado en la presente tesis se presentan los resultados de simulación que ayudan a validar cada uno de los subsistemas propuestos, así como el sistema global. Además, se presentan los resultados experimentales de los subsistemas que han sido implementados. Se finaliza con las conclusiones obtenidas del estudio de los resultados, las aportaciones, líneas de trabajo futuro y las publicaciones derivadas de la presente tesis doctoral.

RESUM

La present tesi s'emmarca en el camp de la generació d'energia elèctrica a partir de fonts renovables, la millora de la qualitat del subministrament elèctric i la millora de l'estabilitat de xarxes de baixa potència com ho són les micro xarxes (Microgrids) i les xarxes intel·ligents (Smart Grids) . La definició de les dites xarxes es basa en la integració de generadors distribuïts, entre ells els basats en energies renovables com els sistemes de generació d'energia solar fotovoltaica o d'energia eòlica. Els dits sistemes de generació es connecten a la xarxa de distribució per mitjà de convertidors electrònics amb una potència elèctrica limitada, esta característica provoca que les xarxes amb alta integració de generadors distribuïts es vegin afectades en major grau per problemes de qualitat del subministrament, a causa de la seua baixa corrent de curtcircuit.

Amb la finalitat de mantindre la qualitat del subministrament elèctric en una xarxa de distribució ha de complir-se que el sistema conste de tensions sinusoidals, de freqüència fonamental i simètriques; i de càrregues que consumisquen corrents sinusoidals de freqüència fonamental, equilibrades i en fase amb el sistema de tensions. Quan alguna d'estes condicions no es complix, es produïxen fenòmens que disminueixen l'eficiència del sistema i degraden la qualitat del subministrament elèctric, la major part d'estos fenòmens poden ser mitigats per mitjà de l'ús de compensadors actius connectats en sèrie o en paral·lel al sistema elèctric. En particular, els compensadors actius connectats en paral·lel s'encarreguen de proporcionar al sistema els corrents ineficients demandades per les càrregues, permetent així que per la xarxa de distribució transiten únicament els corrents eficients, millorant el rendiment del sistema en general. Els corrents que han de ser injectades per el convertidor són calculades a partir d'una teoria de la potència elèctrica que ajude a dur a terme una correcta identificació de les components ineficients consumides per la càrrega. Una compensació global dels corrents ineficients pot dur-se a terme sempre que el límit de potència dels convertidors ho permeta, per la qual cosa si les ineficiències són majors que la capacitat d'un convertidor es pot considerar la compensació parcial dels corrents ineficients o bé la compensació selectiva dels distints fenòmens que generen les ineficiències.

Els convertidors electrònics utilitzats com a interfície de connexió dels generadors distribuïts a la xarxa elèctrica tenen la mateixa topologia que els compensadors actius, esta característica ha donat pas al desenrotllament de sistemes híbrids de generació i compensació. Donada la naturalesa intermitent de les fonts d'energia renovables, els sistemes de generació distribuïda basats en les dites fonts no fan ús de la potència nominal del convertidor en tot moment, per la qual cosa la diferència entre la potència activa injectada i la potència nominal del convertidor pot ser utilitzada per a la compensació dels fenòmens ineficients de la xarxa. En la present tesi es planteja l'estudi dels sistemes híbrids de generació i compensació basats en sistemes de generació de xicoteta eòlica, amb la finalitat d'optimitzar l'aprofitament de la potència disponible en el convertidor electrònic de connexió a xarxa per a ajudar a millorar la qualitat del subministrament i l'estabilitat del sistema elèctric.

El sistema proposat en la present tesi comprén el control del sistema de generació de xicoteta eòlica, la transferència d'energia a la xarxa elèctrica i la compensació de fenòmens ineficients per mitjà de l'optimització de l'aprofitament del convertidor electrònic de connexió a xarxa. Es proposa la utilització de tècniques de control borrós per a la busca del punt de màxima potència de l'aerogenerador i el control de la tensió del bus de contínua; així com l'aplicació de tècniques de control no lineal per a l'estimació de la velocitat de gir de la turbina eòlica per a realitzar un control de velocitat que permeti l'extracció de la màxima potència disponible en el vent. En la connexió a xarxa es presenta un algoritme d'optimització de l'aprofitament de la potència disponible en l'inversor a xarxa per a la compensació de potències ineficients, resultant en un sistema de gestió de generació i compensació.

A partir del sistema desenrotllat en la present tesi es presenten els resultats de simulació que ajuden a validar cada un dels subsistemes proposats, així com el sistema global. A més, es presenten els resultats experimentals dels subsistemes que han sigut implementats. Es finalitza amb les conclusions obtingudes de l'estudi dels resultats, les aportacions, línies de treball futur i les publicacions derivades de la present tesi doctoral.

ABSTRACT

This thesis is part of the field of generating electricity from renewable sources, improving the quality of electricity supply and improving the stability of low power networks such as micro networks and Smart Grids. The definition of these networks is based on the integration of distributed generators, among them those based on renewable energies such as photovoltaic or wind energy generation systems. These generation systems are connected to the distribution network by means of electronic converters with limited rated power, this characteristic means that networks with high integration of distributed generators are affected to a greater extent by supply quality problems, due to their low short circuit current

In order to maintain the quality of the electricity supply in a distribution network, the system must consist of sinusoidal, fundamental frequency and symmetric voltages; and loads that consume sinusoidal currents of fundamental frequency, balanced and in phase with the voltage system. When any of these conditions is not met, phenomena occur that decrease the efficiency of the system and degrade the quality of the electrical supply, most of these phenomena can be mitigated by the use of active compensators connected in series or in parallel to the electrical system. In particular, the active compensators connected in parallel are responsible for providing the system with the inefficient currents demanded by the loads, thus allowing only the efficient currents to pass through the distribution network, improving the performance of the system in general. The currents that must be injected by the converter are calculated based on a power theory that helps to carry out a correct identification of the inefficient components consumed by the load. An overall compensation of the inefficient currents can be carried out whenever the rated power of the converter allows it, so if the inefficiencies are greater than the capacity of a converter it can be considered the partial compensation of the inefficient currents or the selective compensation of the different phenomena that generate inefficiencies.

The electronic converters used as connection interface of the generators distributed to the electric network have the same topology as the active compensators, this characteristic has given way to the development of hybrid generation and compensation systems. Given the intermittent nature of renewable energy sources, distributed generation systems based on these sources do not make use of the rated power of the converter at all times, so the difference between the active power injected and the rated power of the converter can be used to compensate for inefficient network phenomena. In this thesis, the study of hybrid generation and compensation systems based on small wind generation systems is proposed, in order to optimize the use of the power available in the grid-connected electronic converter to help improve the quality of the supply and stability of the electrical system.

The system proposed in this thesis covers the control of the small wind generation system, the transfer of energy to the grid and the compensation of inefficient phenomena by optimizing the use of the grid-connected electronic converter. The use of fuzzy control techniques is proposed for

maximum power point tracking of the wind turbine and the control of the DC bus voltage; as well as the application of nonlinear control techniques for estimating the angular speed of the wind turbine to perform a speed control that allows the extraction of the maximum power available in the wind. In the grid-side converter, an optimization algorithm for the use of the power available in the grid inverter is presented for the compensation of inefficient power, resulting in a management system for generation, from small wind energy, and selective compensation of inefficiencies.

From the system developed in this thesis the simulation results are presented that help to validate each of the proposed subsystems, as well as the global system. In addition, the experimental results of the subsystems that have been implemented are presented. Finally, the conclusions obtained from the study of the results, the contributions, lines of future work and the publications derived from the present doctoral thesis are presented.

INDICE GENERAL

| | |
|--|-----|
| INDICE GENERAL..... | I |
| INDICE DE FIGURAS..... | VII |
| MOTIVACIÓN, OBJETIVOS Y SUMARIO DE LA TESIS DOCTORAL | 1 |
| Motivación. | 1 |
| Objetivos. | 3 |
| Sumario. | 4 |
| 1. INTRODUCCIÓN. | 5 |
| 1.1. Cuantificación de la potencia eléctrica. Teorías de la potencia eléctrica. | 12 |
| 1.1.1. Teoría de la potencia eléctrica de Budeanu (1927). | 13 |
| 1.1.2. Teoría de la potencia eléctrica de Fryze (1931). | 14 |
| 1.1.3. Extensión de las definiciones de la potencia de la teoría de Budeanu a sistemas trifásicos dentro del IEEE Std. 100. | 16 |
| 1.1.4. Teoría de la potencia del IEEE Std. 1459. | 17 |
| 1.1.4.1. Teoría de la potencia eléctrica del IEEE Std. 1459 en sistemas trifásicos..... | 18 |
| 1.1.4.1.1. Sistema trifásico lineal y equilibrado..... | 20 |
| 1.1.4.1.2. Sistema trifásico lineal, con tensiones asimétricas y corrientes desequilibradas..... | 21 |
| 1.1.4.1.3. Sistema trifásico no lineal con tensiones asimétricas y corrientes desequilibradas..... | 24 |
| 2. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA Y CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS DE CONEXIÓN A RED. | 29 |
| 2.1. Fundamentos de los sistemas eólicos de generación. | 29 |
| 2.2. Situación actual de los sistemas de generación eólica..... | 30 |
| 2.3. Tipos de sistemas de generación eólica..... | 32 |
| 2.3.1. Sistemas eólicos de generación de eje vertical..... | 33 |
| 2.3.2. Sistemas eólicos de generación de eje horizontal | 34 |
| 2.4. Pequeña eólica..... | 37 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 2.5. | Funcionamiento de los sistemas de generación eólica | 39 |
| 2.5.1. | Sistemas de generación eólica de velocidad fija y de velocidad variable | 46 |
| 2.6. | Topologías de los sistemas eólicos de generación con conexión a red | 47 |
| 2.6.1. | Generador de inducción de jaula de ardilla (IG)..... | 48 |
| 2.6.2. | Generador de inducción de doble bobinado (DFIG)..... | 48 |
| 2.6.3. | Generador síncrono de rotor bobinado (GS)..... | 49 |
| 2.6.4. | Generador síncrono de imanes permanentes (GSIP) | 49 |
| 2.7. | Modelado de los sistemas de generación eólica | 50 |
| 2.7.1. | Modelado del generador síncrono de imanes permanentes..... | 50 |
| 2.7.2. | Modelado del sistema de generación eólica..... | 54 |
| 2.8. | Operación en el punto de máxima potencia (PMP)..... | 56 |
| 2.8.1. | Esquema de relación de velocidad pala/viento constante. | 57 |
| 2.8.2. | Búsqueda del punto de máxima potencia..... | 58 |
| 2.8.2.1. | Algoritmos de perturbar y observar (P&O)..... | 58 |
| 2.9. | Modelado del convertidor electrónico de potencia bidireccional <i>back-to-back</i> | 59 |
| 2.10. | Fundamentos básicos de control borroso | 62 |
| 2.10.1. | Funciones de pertenencia..... | 63 |
| 2.10.2. | Sistemas borrosos | 63 |
| 2.10.3. | Métodos de implicación..... | 64 |
| 2.10.3.1. | Mamdani | 64 |
| 2.10.3.2. | Lusing Larson..... | 64 |
| 2.10.3.3. | Sugeno (Takagi-Sugeno-Kang)..... | 65 |
| 2.10.4. | Métodos de desfuzificación | 66 |
| 2.10.4.1. | Método del centro de gravedad | 66 |
| 2.10.4.2. | Método de la altura..... | 66 |
| 2.10.4.3. | Método de la media máxima | 66 |
| 2.10.4.4. | Método de Sugeno..... | 67 |

| | |
|---|-----|
| 3. MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN A LA RED Y MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE VELOCIDAD Y POSICIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS. | 69 |
| 3.1. Métodos de sincronización a la red | 70 |
| 3.1.1. Métodos basados en filtrado de tensiones | 70 |
| 3.1.2. Métodos basados en Phase-Locked Loop (PLL)..... | 71 |
| 3.1.3. Métodos basados en filtros adaptativos..... | 72 |
| 3.1.4. Método de sincronización propuesto. | 73 |
| 3.2. Técnicas de estimación de velocidad y posición de los generadores eléctricos. | 78 |
| 3.2.1. Método de cálculo directo..... | 78 |
| 3.2.2. Integración de la fuerza contraelectromotriz..... | 79 |
| 3.2.3. Filtro extendido de Kalman | 80 |
| 3.2.4. Sistema adaptativo por modelo de referencia | 82 |
| 3.2.5. Observador en modo deslizante (OMD) | 83 |
| 3.2.6. Técnica propuesta para la estimación de la velocidad y la posición del rotor..... | 85 |
| 4. SISTEMA PROPUESTO..... | 89 |
| 4.1. Funcionamiento del convertidor del lado del generador. | 90 |
| 4.1.1. Esquema de control de velocidad y corriente del convertidor del lado del generador | 91 |
| 4.1.2. Diseño de los reguladores de corriente | 92 |
| 4.1.3. Diseño del regulador de velocidad..... | 94 |
| 4.1.4. Algoritmo de búsqueda y seguimiento del punto de máxima potencia..... | 97 |
| 4.1.4.1. Funciones de pertenencia | 100 |
| 4.1.4.2. Reglas de control..... | 101 |
| 4.2. Funcionamiento del convertidor del lado de la red. | 102 |
| 4.2.1. Esquema de control de corriente y tensión del convertidor de conexión a red | 103 |
| 4.2.2. Control de tensión del bus de continua | 104 |
| 4.2.2.1. Funciones de pertenencia del sistema borroso de tensión del bus de continua | 105 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 4.2.2.2. | Reglas de control del sistema borroso de tensión del bus de continua | 107 |
| 4.2.3. | Control de corriente del inversor de conexión a red | 108 |
| 4.2.4. | Extracción de corrientes de referencia y estrategia de compensación de fenómenos ineficientes | 109 |
| 4.2.5. | Optimización de la potencia aparente disponible en el inversor de conexión a red | 111 |
| 5. | RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA PROPUESTO. | 115 |
| 5.1. | Técnicas de simulación. | 116 |
| 5.2. | Simulación de los sistemas del convertidor del lado del generador. | 116 |
| 5.2.1. | Observador en modo deslizante para la estimación de la velocidad y la posición del rotor. | 117 |
| 5.2.1.1. | Mejora de la determinación de la ganancia del SMO. | 125 |
| 5.2.2. | Simulación de los lazos de regulación de corriente y velocidad. | 134 |
| 5.2.3. | Simulación del algoritmo de búsqueda y seguimiento del punto de máxima potencia basado en lógica borrosa. | 138 |
| 5.3. | Simulación de los sistemas del convertidor del lado de la red. | 148 |
| 5.3.1. | Simulación del control de la tensión del bus de continua basado en lógica borrosa. | 149 |
| 5.3.2. | Simulación del sistema de compensación. | 153 |
| 5.4. | Simulación del sistema completo. | 171 |
| 6. | RESULTADOS EXPERIMENTALES. | 191 |
| 6.1. | Emulador eólico y método experimental de obtención de la curva λ - C_p de sistemas de generación de pequeña eólica. | 191 |
| 6.1.1. | Implementación del emulador eólico. | 191 |
| 6.1.2. | Método experimental de obtención de la curva λ - C_p de sistemas de generación de pequeña eólica. | 196 |
| 6.2. | Resultados experimentales del inversor de conexión a red. | 200 |
| 6.2.1. | Ensayos realizados al convertidor electrónico de conexión a red. | 201 |
| 6.2.1.1. | Validación de la estrategia de sincronización a red. | 202 |
| 6.2.1.2. | Validación de la extracción de las corrientes de referencia. | 203 |

| | |
|---|-----|
| 6.2.1.3. Validación de la compensación de las corrientes de referencia..... | 206 |
| 7. APORTACIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURO. PUBLICACIÓN DE RESULTADOS..... | 213 |
| 7.1. Aportaciones | 213 |
| 7.2. Líneas de trabajo futuro..... | 214 |
| 7.3. Resultados publicados de la tesis doctoral. | 214 |
| REFERENCIAS. | 215 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1-1 Etapas de un sistema de distribución de energía eléctrica..... | 6 |
| Figura 1-2 Señales genéricas de un sistema de tensiones balanceadas y cargas lineales..... | 9 |
| Figura 1-3 Señales genéricas de un sistema de tensiones senoidales equilibradas y cargas no lineales desequilibradas | 10 |
| Figura 1-4. Sistema trifásico a 4 hilos considerando una línea ideal..... | 18 |
| Figura 1-5 Sistema trifásico a 4 hilos lineal y desequilibrado | 22 |
| Figura 1-6 Sistema trifásico a 4 hilos no lineal y desequilibrado | 24 |
| Figura 1-7 Esquema de potencias propuesta por la IEEE Std. 1459-2000..... | 28 |
| Figura 2-1 Crecimiento a nivel mundial de energías renovables en función del consumo energético total (Fuente IEA)..... | 31 |
| Figura 2-2 Capacidad de generación por tecnología en la UE (Fuente Wind Europe)..... | 31 |
| Figura 2-3 Precio medio de generación con energías renovables frente a combustibles fósiles (Fuente IRENA)..... | 32 |
| Figura 2-4 Sistemas de generación eólica de eje vertical: a) Savonius b) Darrieus c) Rotor H..... | 33 |
| Figura 2-5 Esquema general de los sistemas de generación eólica de eje horizontal | 35 |
| Figura 2-6 Sistema eólico de generación de eje horizontal..... | 36 |
| Figura 2-7 Sistemas de eje horizontal (a) a barlovento y (b) a sotavento | 36 |
| Figura 2-8 Sistema de generación de pequeña eólica | 37 |
| Figura 2-9 Sistema de generación eólica aislado..... | 38 |
| Figura 2-10 Sistema de generación distribuida aislado..... | 38 |
| Figura 2-11 Sistema de generación eólica con conexión a red | 39 |
| Figura 2-12 Interacción del viento con el aerogenerador..... | 40 |
| Figura 2-13 Coeficiente de potencia de distintas configuraciones de rotor | 43 |
| Figura 2-14 Curva genérica $\lambda-C_p$ de una turbina eólica con el punto de máxima potencia..... | 43 |
| Figura 2-15 Conjunto de curvas $\lambda-C_p$ en función del ángulo de pala..... | 44 |
| Figura 2-16 Conjunto de curvas $\omega-P$ en función de la velocidad de viento | 45 |
| Figura 2-17 Comparativa de coeficiente de par por tecnología de turbina | 46 |
| Figura 2-18 Zonas de operación de un aerogenerador..... | 47 |
| Figura 2-19 Configuración de generador de inducción..... | 48 |
| Figura 2-20 Configuración de generador de inducción doblemente alimentado | 49 |
| Figura 2-21 Configuración de generador síncrono | 49 |
| Figura 2-22 Configuración de generador síncrono de imanes permanentes | 50 |
| Figura 2-23 Circuito equivalente del generador (por fase) | 51 |
| Figura 2-24 Diagrama vectorial del GSIP | 52 |
| Figura 2-25 Modelo en ejes de referencia dq del GSIP | 53 |
| Figura 2-26 Diagrama de cuerpo libre de un aerogenerador..... | 55 |
| Figura 2-27 Diagrama de cuerpo libre simplificado de un aerogenerador..... | 56 |

| | |
|--|----|
| Figura 2-28 Punto de máxima potencia para dos velocidades de viento distintas | 57 |
| Figura 2-29 Esquema de control con anemómetro | 58 |
| Figura 2-30 Operación de algoritmos perturbar y observar | 59 |
| Figura 2-31 Esquema de una de las etapas de potencia de un convertidor electrónico back-to-back | 60 |
| Figura 2-32 Diagrama de bloques de una etapa de potencia del convertidor back-to-back en marco de referencia síncrono..... | 62 |
| Figura 2-33 Grado de pertenencia de una variable por el método de implicación de Mamdani..... | 64 |
| Figura 2-34 Grado de pertenencia de una variable por el método de implicación de Lusing Larson | 65 |
| Figura 2-35 Grado de pertenencia de una variable por el método de implicación de Sugeno..... | 65 |
| Figura 3-1 Convertidor bidireccional con topología back-to-back (AC-DC-AC) | 69 |
| Figura 3-2 Diagrama general del método de sincronización con filtrado de las tensiones en marco de referencia fijo $\alpha\beta$ | 70 |
| Figura 3-3 Diagrama general del método de sincronización con filtrado de tensiones en marco de referencia síncrono dq | 71 |
| Figura 3-4 Diagrama general del método de sincronización mediante PLL en marco de referencia síncrono dq | 72 |
| Figura 3-5 Diagrama general del filtro integrador generalizado de segundo orden funcionando como generador de señales en cuadratura (SOGI-QSG) | 75 |
| Figura 3-6 Diagrama general del método de sincronización monofásico SOGI-FLL | 75 |
| Figura 3-7 Diagrama de bloques del lazo de sintonización de la frecuencia del filtro SOGI | 76 |
| Figura 3-8 Diagrama del método de sincronización monofásico SOGI-FLL con FLL linealizado | 77 |
| Figura 3-9 SOGI-FLL doble para el cálculo de la secuencia positiva y negativa de un sistema trifásico a tres hilos..... | 77 |
| Figura 3-10 Diagrama de bloques general del método de estimación de velocidad y posición por sistema adaptativo por modelo de referencia..... | 83 |
| Figura 3-11 Esquema general del estimador de velocidad y posición del rotor en una MSIP a partir de un observador en modo deslizante | 83 |
| Figura 3-12 Influencia de la variable a en la pendiente de cambio de la función sigmoide..... | 86 |
| Figura 3-13 Variación de la capa límite de la función sigmoide en función de la ganancia kva ... | 88 |
| Figura 4-1 Diagrama de bloques general del sistema propuesto. | 89 |
| Figura 4-2 Diagrama de bloques del convertidor del lado del generador con el esquema de control propuesto | 91 |
| Figura 4-3 Lazos de control de corriente y velocidad del convertidor del lado del generador | 92 |
| Figura 4-4 Esquema de control con términos de desacoplo..... | 92 |
| Figura 4-5 Lazo de control de corriente en marco de referencia síncrono..... | 93 |
| Figura 4-6 Diagrama de Bode de los lazos de control de corriente | 94 |
| Figura 4-7 Lazo de control de velocidad | 94 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4-8 Lazo de velocidad simplificado | 95 |
| Figura 4-9 Diagrama de bode del lazo de velocidad..... | 96 |
| Figura 4-10 Diagrama de bloques del algoritmo de búsqueda del PMP | 97 |
| Figura 4-11 Diagrama de flujo del algoritmo MPPT basado en lógica borrosa..... | 98 |
| Figura 4-12 Acción de control del algoritmo en cuatro casos distintos | 99 |
| Figura 4-13 Funciones de pertenencia de la entrada del último cambio de referencia de velocidad | 100 |
| Figura 4-14 Funciones de pertenencia de la entrada de la derivada de potencia | 101 |
| Figura 4-15 Funciones de pertenencia de la salida del cambio de referencia de velocidad..... | 101 |
| Figura 4-16 Diagrama de bloques del convertidor del lado de la red con el esquema de control propuesto | 103 |
| Figura 4-17 Esquema de control de corriente en el convertidor de conexión a red | 104 |
| Figura 4-18 Esquema de control de tensión del bus DC del convertidor back-to-back | 104 |
| Figura 4-19 Esquema del regulador de la tensión del bus de continua basado en lógica borrosa. | 105 |
| Figura 4-20 Funciones de pertenencia de la entrada de error de la tensión del bus de continua... | 106 |
| Figura 4-21 Funciones de pertenencia de la entrada de la derivada del error de la tensión del bus de continua | 106 |
| Figura 4-22 Funciones de pertenencia de la salida de cambio de referencia de corriente activa.. | 107 |
| Figura 4-23 Forma de onda del control por banda de histéresis con banda fija..... | 109 |
| Figura 4-24 Estrategia de compensación parcial de ineficiencias..... | 113 |
| Figura 5-1 Modelo de simulación para la validación del rectificador activo | 117 |
| Figura 5-2 Modelo de simulación para la validación del observador en modo deslizante para la estimación de la velocidad y posición del GSIP | 118 |
| Figura 5-3 Estimación de la velocidad por medio del observador en modo deslizante | 119 |
| Figura 5-4 Estimación de la posición del rotor por medio del observador en modo deslizante.... | 119 |
| Figura 5-5 Corriente α , corriente α estimada y error de estimación..... | 120 |
| Figura 5-6 Corriente β , corriente β estimada y error de estimación..... | 121 |
| Figura 5-7 Detalle de la estimación de la velocidad en la parte baja del escalón de consigna al arranque del sistema | 121 |
| Figura 5-8 Detalle de la estimación de la posición en la parte baja del escalón de velocidad al arranque del sistema | 122 |
| Figura 5-9 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación al arranque del sistema | 122 |
| Figura 5-10 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación al arranque del sistema | 123 |
| Figura 5-11 FEM estimada para determinar la ganancia k del observador | 123 |
| Figura 5-12 Ganancia k del observador por el máximo de la FEM en marco de referencia fijo .. | 124 |
| Figura 5-13 Rizado de estimación de velocidad a bajas revoluciones alcanzado el modo deslizante | 124 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5-14 Corriente en coordenadas $\alpha\beta$, estimación de la corriente y error de estimación alcanzado el modo deslizante | 125 |
| Figura 5-15 Diagrama de simulación para la obtención de la ganancia k del observador a partir de la FEM en marco de referencia síncrono | 125 |
| Figura 5-16 Estimación de la velocidad por medio del observador en modo deslizante con ganancia k en marco de referencia síncrono | 126 |
| Figura 5-17 Estimación de la posición por medio del observador en modo deslizante con ganancia k en marco de referencia síncrono | 126 |
| Figura 5-18 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono..... | 127 |
| Figura 5-19 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono..... | 127 |
| Figura 5-20 Raíz del error cuadrático de la estimación de la corriente de estator con la ganancia propuesta | 128 |
| Figura 5-21 Raíz del error cuadrático de estimación de la corriente de estator con la ganancia variable en marco de referencia fijo y ampliación a la derecha..... | 128 |
| Figura 5-22 Comparativa de las raíces del error cuadrático de estimación de la corriente de estator por la ganancia propuesta y la ganancia obtenida a partir del marco de referencia fijo a altas revoluciones..... | 129 |
| Figura 5-23 Detalle de la estimación de velocidad con ganancia del observador en marco de referencia síncrono | 129 |
| Figura 5-24 Detalle de la estimación de la posición con ganancia en marco de referencia síncrono | 130 |
| Figura 5-25 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono..... | 130 |
| Figura 5-26 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono..... | 131 |
| Figura 5-27 Ganancia del observador en marco de referencia síncrono | 131 |
| Figura 5-28 Detalle de la estimación de la velocidad alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono | 132 |
| Figura 5-29 Detalle de la estimación de posición alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono | 132 |
| Figura 5-30 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono | 133 |
| Figura 5-31 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono | 133 |
| Figura 5-32 Diagrama de simulación para la validación de los lazos de corriente y velocidad.... | 134 |
| Figura 5-33 Comparativa del control de velocidad con distintas ganancias del observador en modo deslizante | 135 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5-34 Detalle del control con distintas ganancias del observador en modo deslizante | 135 |
| Figura 5-35 Rizado de la estimación de velocidad a bajas revoluciones a partir del observador en modo deslizante | 136 |
| Figura 5-36 Rizado de la estimación de velocidad a altas revoluciones a partir del observador en modo deslizante | 136 |
| Figura 5-37 Detalle de la estimación de la velocidad | 137 |
| Figura 5-38 Estimación de la posición del rotor | 137 |
| Figura 5-39 Detalle de la estimación de la posición del rotor..... | 138 |
| Figura 5-40 Modelo de simulación para la validación del algoritmo de seguimiento del PMP con viento con cambios de velocidad de viento en escalón..... | 139 |
| Figura 5-41 Perfil de viento con cambios de velocidad en escalón | 139 |
| Figura 5-42 Seguimiento de la máxima potencia mediante el algoritmo basado en lógica borrosa propuesto para el perfil de viento con cambios de velocidad en escalón..... | 140 |
| Figura 5-43 Velocidad de giro del rotor para el seguimiento de la máxima potencia en el perfil de viento con cambios de velocidad en escalón | 141 |
| Figura 5-44 Error de estimación de la velocidad del rotor..... | 141 |
| Figura 5-45 Modelo de simulación para validación del algoritmo de seguimiento del PMP con perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales | 142 |
| Figura 5-46 Perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales | 143 |
| Figura 5-47 Seguimiento de la máxima potencia mediante el algoritmo basado en lógica borrosa propuesto para el perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales..... | 143 |
| Figura 5-48 Velocidad de giro real del rotor, velocidad estimada por el OMD y velocidad de referencia generada por el algoritmo de búsqueda del PMP..... | 144 |
| Figura 5-49 Detalle del seguimiento de la velocidad de referencia y la estimación de la velocidad del OMD..... | 144 |
| Figura 5-50 Detalle de la estimación de la posición del observador en modo deslizante durante el seguimiento del PMP..... | 145 |
| Figura 5-51 Control de corriente del estator en el eje d del marco de referencia síncrono..... | 145 |
| Figura 5-52 Control de corriente del estator en el eje q del marco de referencia síncrono..... | 146 |
| Figura 5-53 Detalle del control de corriente del estator en el eje q del marco de referencia síncrono | 146 |
| Figura 5-54 Par aerodinámico frente a par electromagnético | 147 |
| Figura 5-55 FEM estimada en marco de referencia síncrono | 148 |
| Figura 5-56 Ganancia del observador k | 148 |
| Figura 5-57 Modelo de simulación para validación del control de la tensión del bus DC..... | 149 |
| Figura 5-58 Corriente de entrada al bus de continua | 150 |
| Figura 5-59 Tensiones de red..... | 150 |
| Figura 5-60 Control de la tensión del bus de continua por medio de regulador de lógica borrosa..... | 151 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5-61 Error de regulación de la tensión del bus DC para cada escalón de corriente inyectada | 151 |
| Figura 5-62 Control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red..... | 152 |
| Figura 5-63 Control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red frente a un cambio en escalón de la corriente de entrada al bus de continua | 153 |
| Figura 5-64 Detalle del control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red | 153 |
| Figura 5-65 Modelo de simulación del sistema de compensación selectiva..... | 154 |
| Figura 5-66 Corriente de entrada al bus DC | 154 |
| Figura 5-67 Control de la tensión del bus DC | 155 |
| Figura 5-68 Carga para validación del sistema de compensación selectivo | 156 |
| Figura 5-69 Corrientes de carga | 156 |
| Figura 5-70 Corrientes ineficientes de la carga | 157 |
| Figura 5-71 Potencias de la carga..... | 157 |
| Figura 5-72 Control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red..... | 158 |
| Figura 5-73 Corrientes de referencia de compensación de fenómenos ineficientes | 159 |
| Figura 5-74 Corrientes de red..... | 160 |
| Figura 5-75 Detalle de las corrientes de referencia de compensación global de fenómenos ineficientes entre los segundos 0 y 2 | 161 |
| Figura 5-76 Detalle de transición de referencia de corriente cero a compensación global de fenómenos ineficientes entre los segundos 0 y 1 | 161 |
| Figura 5-77 Detalle de las corrientes de red durante la compensación global de fenómenos ineficientes entre los segundos 0 y 1 | 162 |
| Figura 5-78 Detalle del control de corriente en la transición de compensación global de fenómenos ineficientes a inyección de corriente activa y compensación selectiva entre los segundos 1 y 2 . | 163 |
| Figura 5-79 Detalle de las corrientes de red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva | 163 |
| Figura 5-80 Detalle de las corrientes de referencia de compensación selectiva de fenómenos ineficientes entre los segundos 2 y 3 | 164 |
| Figura 5-81 Detalle del control de corriente por la fase R en la transición de inyección de corriente activa y compensación selectiva de fenómenos ineficientes entre los segundos 2 y 3 | 165 |
| Figura 5-82 Detalle de las corrientes de red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva entre $t=2$ y $t=3$ | 165 |
| Figura 5-83 Detalle de las corrientes de referencia de compensación selectiva de fenómenos ineficientes entre los segundos 3 y 4 | 166 |
| Figura 5-84 Detalle del control de corriente en la transición de compensación global de fenómenos ineficientes a inyección de corriente activa y compensación global entre los segundos 3 y 4 | 167 |
| Figura 5-85 Detalle de las corrientes de red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva entre $t=3$ y $t=4$ | 167 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5-86 Detalle del control de corriente en la transición de inyección de corriente activa y compensación global a inyección de corriente activa únicamente entre los segundos 4 y 5 | 168 |
| Figura 5-87 Detalle de las corrientes de red durante la inyección de corriente activa sin compensación de fenómenos ineficientes entre los segundos 5 y 6..... | 169 |
| Figura 5-88 Potencias de la red..... | 169 |
| Figura 5-89 $THDi$ de la carga..... | 170 |
| Figura 5-90 $THDi$ de la red | 170 |
| Figura 5-91 Modelo de simulación del sistema propuesto..... | 171 |
| Figura 5-92 Perfil de viento para validación del convertidor back-to-back..... | 172 |
| Figura 5-93 Potencia mecánica desarrollada frente a la potencia disponible en el viento | 172 |
| Figura 5-94 Control de corriente en marco de referencia síncrono del rectificador activo..... | 173 |
| Figura 5-95 Par del generador frente al par aerodinámico..... | 173 |
| Figura 5-96 Corriente del bus DC..... | 174 |
| Figura 5-97 Control de la tensión del bus de continua..... | 174 |
| Figura 5-98 Corriente de la fase R del inversor de conexión a red..... | 175 |
| Figura 5-99 Potencia reactiva en el pcc | 175 |
| Figura 5-100 Potencia activa inyectada a la red frente a la potencia mecánica desarrollada por el sistema de generación de pequeña eólica..... | 176 |
| Figura 5-101 Modelo de simulación para la validación del sistema híbrido de generación - compensación propuesto..... | 177 |
| Figura 5-102 Control de la tensión del bus DC | 177 |
| Figura 5-103 Corriente del bus DC..... | 178 |
| Figura 5-104 Corriente de referencia de compensación y corriente límite de compensación..... | 179 |
| Figura 5-105 Ganancias de las corrientes de referencia de compensación durante el funcionamiento del sistema híbrido de generación - compensación..... | 179 |
| Figura 5-106 Control de corriente por la fase R del inversor de conexión a red en funcionamiento híbrido de generación - compensación | 180 |
| Figura 5-107 Corriente de red durante la operación del sistema híbrido de generación - compensación | 180 |
| Figura 5-108 Potencias de la red durante la operación del sistema híbrido de generación – compensación | 181 |
| Figura 5-109 Corrientes de referencia durante compensación global..... | 181 |
| Figura 5-110 Ganancias aplicadas a las corrientes de referencia para compensación global de ineficiencias | 182 |
| Figura 5-111 Control de corriente por la fase R del inversor de conexión a red durante compensación global | 182 |
| Figura 5-112 Corrientes de red durante compensación global..... | 183 |
| Figura 5-113 Potencia y de la red durante la compensación global..... | 183 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5-114 Corrientes de referencia durante una transición a corriente límite de compensación cero | 184 |
| Figura 5-115 Ganancias aplicadas a las corrientes ineficientes durante la compensación selectiva | 184 |
| Figura 5-116 Control de corriente por la fase R del inesor de conexión a red durante una transición a corriente límite de compensación cero..... | 185 |
| Figura 5-117 Corrientes de red durante transición a corriente límite de compensación cero | 186 |
| Figura 5-118 Potencia y de la red en la transición a corriente límite de compensación cero | 186 |
| Figura 5-119 Corrientes de referencia para el caso de compensación selectiva dinámica durante la operación del sistema híbrido de generación - compensación propuesto | 187 |
| Figura 5-120 Ganancias aplicadas a las corrientes de referencia durante la compensación selectiva dinámica | 188 |
| Figura 5-121 Control de corriente por la fase R durante la compensación selectiva dinámica de fenómenos ineficientes | 188 |
| Figura 5-122 Corriente de red durante la compensación selectiva dinámica de fenómenos ineficientes..... | 189 |
| Figura 5-123 Potencia y de la red durante la compensación selectiva dinámica | 189 |
| Figura 6-1 Plataforma experimental del emulador de turbina eólica implementado | 192 |
| Figura 6-2 Diagrama de bloques del emulador de turbina eólica propuesto..... | 193 |
| Figura 6-3 Diagrama de bloques del algoritmo de control del emulador de turbina eólica propuesto | 194 |
| Figura 6-4 Respuesta dinámica del emulador de turbina eólica a diferentes valores de momento de inercia | 195 |
| Figura 6-5 Interfaz gráfica de usuario del emulador de turbina eólica propuesto..... | 195 |
| Figura 6-6 Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos y flujograma del algoritmo de estimación de la curva $\lambda-C_p$ del aerogenerador..... | 196 |
| Figura 6-7 Datos experimentales obtenidos a partir de tres sistemas de minieólica reales..... | 197 |
| Figura 6-8 Sistema de clasificación de los datos para su procesamiento..... | 198 |
| Figura 6-9 Coordenadas $\lambda-C_p$ obtenidas después del proceso de filtrado y aplicando los pesos obtenidos | 198 |
| Figura 6-10 Comparativa de curvas obtenidas para los agregados de datos..... | 199 |
| Figura 6-11 Curva obtenida a partir del método experimental propuesto | 200 |
| Figura 6-12 Captura de osciloscopio de las tensiones de red generadas por la fuente AC programable | 202 |
| Figura 6-13 Captura de las señales de telemetría para comprobación de sincronismo con la red | 203 |
| Figura 6-14 Diagrama eléctrico de la carga lineal utilizada para las pruebas experimentales..... | 204 |
| Figura 6-15 Captura de osciloscopio de las corrientes de carga y tensión de la fase R..... | 204 |
| Figura 6-16 Captura de telemetría para comprobar extracción de corrientes ineficientes | 206 |

| | |
|---|-----|
| Figura 6-17 Captura de osciloscopio de las corrientes de red con compesación de desequilibrios | 207 |
| Figura 6-18 Captura de osciloscopio de las corrientes de red con compesación de reactiva | 208 |
| Figura 6-19 Captura de osciloscopio de las corrientes de red con compesación de desequilibrios y reactiva | 210 |

MOTIVACIÓN, OBJETIVOS Y SUMARIO DE LA TESIS DOCTORAL

Motivación.

En los últimos años la integración del esquema de generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica ha visto un crecimiento impulsado por la creciente preocupación de los efectos medioambientales que generan las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, esta preocupación se ha traducido en tratados internacionales de reducción de emisión de gases de efecto invernadero; asimismo, dicho crecimiento ha sido incentivado por los avances tecnológicos y la reducción de precios de los sistemas de generación, así como de los convertidores electrónicos de potencia. Gracias a estos avances los conceptos de micro redes (*Microgrids*) y redes inteligentes (*Smart Grids*) han sido desarrollados y aplicados en varios casos de estudio [1]–[6]. Si bien la mayoría de estos casos han sido sistemas aislados a pequeña escala o en países en desarrollo, los conceptos de micro red y red inteligente siguen ganando relevancia entre los investigadores, como demuestra la gran producción de publicaciones especializadas y congresos dedicados a dichos temas, como en la industria privada, como demuestra la producción de dispositivos y estándares para dichos fines.

Paralelo al desarrollo de estos nuevos paradigmas de red eléctrica, las redes de distribución existentes se ven cada vez más afectadas por problemas de calidad de suministro debido, en gran medida, a la cada vez mayor utilización de equipos electrónicos de alto rendimiento energético. Dichos dispositivos constan de elementos de electrónica de potencia los cuales, si bien ayudan a elevar la eficiencia energética de los sistemas, también contribuyen a diversos problemas relacionados con armónicos de corriente y tensión. Además, la dinámica intermitente del uso de las cargas y el hecho de no estar igualmente distribuidas entre las fases del sistema eléctrico generan otros problemas de calidad de suministro como pueden ser presencia de corrientes por el conductor de neutro, caídas de tensión, fluctuaciones del suministro, interrupciones momentáneas, armónicos de corriente y tensión, y resonancias armónicas [7].

Calidad del suministro es un término que se refiere a los aspectos asociados con amplitud, fase y frecuencia de las formas de onda de tensión y corriente en un circuito de potencia; todo tipo de desviación de amplitud, frecuencia o fase que derive en un mal funcionamiento de las cargas de un usuario es considerado un problema de calidad del suministro[7]. De forma general los problemas de calidad de suministro se pueden clasificar en tres grupos, de acuerdo a su causa: los causados por los propios sistemas de generación distribuidos (por ejemplo, por la generación intermitente inherente a las energías renovables); las causadas por los armónicos generados por los dispositivos de electrónica de potencia conectados a la red; y finalmente los cortes de suministro debidos a la demanda de energía reactiva de las cargas [8].

La corrección de estos problemas de calidad de suministro se realizaba empleando filtros pasivos, sintonizados a frecuencias específicas de los armónicos producidos por las cargas en un punto específico de la red; y baterías de condensadores, para compensar la demanda de potencia reactiva

de las cargas inductivas. Con el desarrollo de la electrónica de potencia, nuevos dispositivos diseñados para la compensación de fenómenos ineficientes han sido desarrollados. Estos convertidores electrónicos de potencia utilizados para la conexión de sistemas distribuidos de generación son, en su topología, iguales a los utilizados para la corrección de corrientes ineficientes que circulan por la red a la que se encuentran conectados; siendo la diferencia entre ellos la filosofía de control. Mientras los convertidores que funcionan de interfaz entre los generadores distribuidos se controlan con la finalidad de inyectar tanta corriente activa como sea posible, manteniendo una tensión constante en el lado de continua; los convertidores dedicados a compensar las corrientes ineficientes que circulan por el sistema, analizan las corrientes de carga en el punto de conexión común (pcc) y se encargan de inyectar dichas corrientes, para que por el sistema circulen únicamente corrientes senoidales fundamentales y en fase con la tensión.

Es por esto por lo que, combinando las filosofías de control, un mismo convertidor puede ser utilizado para la transferencia de la energía que proviene del sistema de generación a la vez que para compensar fenómenos ineficientes. La problemática generada por la circulación de corrientes ineficientes en las redes de distribución junto con la versatilidad de los convertidores electrónicos de conexión a red de fuentes de generación distribuidas para contribuir a la mejora de la eficiencia y estabilidad de dichas redes, han dado paso a la investigación y desarrollo de sistemas híbridos de generación-compensación [9]–[11].

La presente tesis se propone contribuir a la mejora de los convertidores electrónicos de conexión a red de generadores minieólicos, mediante el desarrollo de un sistema híbrido de generación-compensación, y las estrategias y algoritmos de control que permitan la optimización del uso de los convertidores empleados en el proceso de generación de energía, ayudando así a mejorar la eficiencia y estabilidad de los sistemas tanto de generación como de distribución de energía, considerándose que tiene un mayor impacto en las micro redes y redes inteligentes. En las micro redes la adición de estos sistemas ayudarán a la mejora de la calidad de suministro y la estabilidad del sistema, compensando las corrientes ineficientes de las cargas a la vez que se aumenta la corriente de corto circuito total de la micro red [12]. Mientras que en las redes inteligentes, ampliando el concepto, al dotar a los convertidores de comunicaciones se puede obtener un sistema en el que todos los convertidores de conexión empleen la potencia aparente disponible para la compensación global de las ineficiencias, comunicándose entre sí para un funcionamiento conjunto, en el que si uno o más de los convertidores se encuentra haciendo uso total de la potencia disponible para inyectar potencia activa, la corriente de compensación se reparta entre los convertidores restantes.

Objetivos.

La presente tesis se desarrolla en el campo de los convertidores electrónicos aplicados a la generación de energía a partir de fuentes renovables; así como en la mejora de los sistemas eléctricos trifásicos mediante el uso de compensadores activos. Se presenta el desarrollo de un convertidor electrónico que actúa como generador distribuido y compensador activo, aprovechando la energía disponible en los inversores de conexión a red, con capacidad de priorizar la compensación de fenómenos ineficientes.

Para el desarrollo de la tesis se plantean los siguientes objetivos:

- Analizar diferentes metodologías que ayuden a optimizar la utilización y aprovechamiento del aerogenerador por medio de un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, maximizando la extracción de potencia.
- Analizar las técnicas aplicadas a un compensador activo para aprovechar al máximo la potencia disponible en el inversor de conexión a red, para la compensación de ineficiencias y en una situación en que la compensación global no es posible aplicar una compensación selectiva.
- Desarrollar los algoritmos de compensación selectiva que permitan determinar la prioridad de compensación de ineficiencias, optimizando la potencia disponible en el convertidor electrónico que actúa como generador distribuido y compensador activo.
- Desarrollar un sistema gestor para el funcionamiento del convertidor electrónico en régimen de generador distribuido y compensador activo.

Sumario.

La tesis doctoral presenta la siguiente estructura:

En el capítulo 1 se presenta una breve introducción a los conceptos de generación distribuida, micro redes y eficiencia energética. Dentro de esta última se presentan algunas de las teorías de la potencia para dar paso a las definiciones presentadas en el estándar IEEE Std. 1459, que servirán como base para la descomposición de las potencias eléctricas a lo largo de esta tesis.

En el capítulo 2 se realiza un pequeño análisis de la situación actual de los sistemas de generación eólica, aportando un breve repaso histórico por el desarrollo de dichos sistemas. Se detallan algunas de las clasificaciones y topologías más comunes para los sistemas eólicos y se presenta su principio de funcionamiento. Asimismo se presentan los modelos matemáticos de los elementos que serán empleados dentro del desarrollo de la presente tesis, así como los fundamentos de la lógica borrosa, técnica de control no lineal que será aplicada para la implementación del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia del aerogenerador y para el control de la tensión en el bus de continua del convertidor electrónico empleado.

En el capítulo 3 se describen algunos de los métodos empleados para la sincronización de los inversores de conexión a red, dando paso a la presentación de la técnica seleccionada para la sincronización a red en el sistema propuesto. También se presentan algunos métodos de estimación de velocidad y posición del rotor de máquinas eléctricas, detallando el método propuesto para la estimación de las variables del rotor con la finalidad de emplearse en el control de velocidad del aerogenerador.

En el capítulo 4 se presenta el sistema propuesto. Se presentan las técnicas de control utilizadas en el convertidor del lado del generador, detallando el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia y el diseño de los reguladores de corriente y tensión; a continuación, se presenta el análisis del convertidor de conexión a red, donde se presenta el control por lógica borrosa de la tensión del bus de continua y el algoritmo de compensación de fenómenos ineficientes.

En el capítulo 5 se detallan los modelos utilizados para la simulación y validación de cada subsistema, así como la validación del sistema completo. Los resultados obtenidos de las simulaciones se analizan para presentar las conclusiones derivadas de la presente tesis.

En el capítulo 6 resultados experimentales de los sistemas hardware implementados, así como el desarrollo de un emulador de turbina eólica y un método experimental de estimación de la curva característica $\lambda-C_p$ de aerogeneradores de minieólica.

Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las aportaciones realizadas y las líneas de trabajo futuras de la tesis.

1. Introducción.

Si bien los primeros sistemas eléctricos, instalados a partir de 1880 por Thomas Alva Edison, constaban de unidades generadoras instaladas cerca de las cargas, debido a las grandes pérdidas que se generaban en las líneas de transmisión al tratarse de sistemas de baja tensión y corriente continua; con el desarrollo de los transformadores, la corriente alterna ganó terreno frente a la corriente continua, convirtiéndose en la tecnología dominante en los sistemas de generación eléctrica. Gracias a la tecnología de corriente alterna los sistemas de generación pasarían a ser además sistemas de distribución. Con la capacidad técnica de elevar la tensión las pérdidas en el transporte de la energía se reducían, haciendo posible alimentar cargas localizadas lejos de las fuentes generadoras. De esta forma, las estaciones de generación comenzaron a interconectarse de manera paulatina, permitiendo construir las redes eléctricas modernas que abarcan países enteros y se interconectan unas con otras. El siguiente paso en el desarrollo de los sistemas eléctricos fue una cuestión de economía de escala: producir la mayor cantidad de energía en un solo punto para distribuirla a las cargas, pasando así de la construcción de centrales de 60 MW en la década de los 30, a centrales de más de 1 GW en los 80. La ubicación de la materia prima utilizada para la generación de energía determinó en muchos casos la localización de las centrales generadoras, dado que la transmisión de energía ya no era un problema y se reducían los costes de transporte de la materia prima; de esta forma grandes centrales fueron construidas cerca de minas de carbón, puertos o ríos. Las redes de distribución eléctrica modernas se han desarrollado como sistemas centralizados y unidireccionales, constituidos por grandes centrales de generación que producen la energía demandada por las cargas. Actualmente las centrales generadoras producen energía eléctrica a partir de la energía nuclear, los combustibles fósiles y la energía hidráulica, principalmente [13]; la generación de energía está planificada para satisfacer la demanda de todas las cargas conectadas al sistema, que suelen encontrarse a grandes distancias de dichas centrales generadoras (por cuestiones de seguridad o geográficas). Aunque las redes de corriente alterna significaron un avance frente a las redes de baja tensión de continua, y son relativamente robustas y confiables, aún son poco eficientes en la transformación y distribución de energía. Por ejemplo, las centrales de carbón tienen una eficiencia del 30-35%, es decir que se pierde entre el 65% y el 70% de la energía generada en el proceso de transformación de la energía primaria en energía eléctrica. Con el avance de la tecnología, el rendimiento en las denominadas plantas supercríticas de carbón se ha elevado a valores que se sitúan alrededor del 45%, y 60% en plantas de gasificación y ciclo combinado integrados (IGCC, por sus siglas en inglés) [14]. Si bien ha sido posible incrementar el rendimiento de las plantas modernas, aún siguen careciendo de un rendimiento óptimo, si a esto se suma las pérdidas que se producen en el proceso de distribución, el resultado es un sistema altamente ineficiente. Las redes eléctricas se conforman de distintas etapas, en las que las tensiones son adaptadas en función de cada una (Figura 1-1): en la etapa de generación

las tensiones suelen estar entre 3 y 36 kV (media o baja tensión); para la etapa de transporte, en la que las tensiones están en el rango de los 110 y 380 kV (alta tensión), se requiere una subestación elevadora; las redes de reparto trabajan con niveles de entre 25 y 132 kV, que se consiguen con una subestación reductora; mientras en la distribución los niveles se encuentran entre los 3 y 30 kV, que son conseguidos por medio de transformadores de reducción.

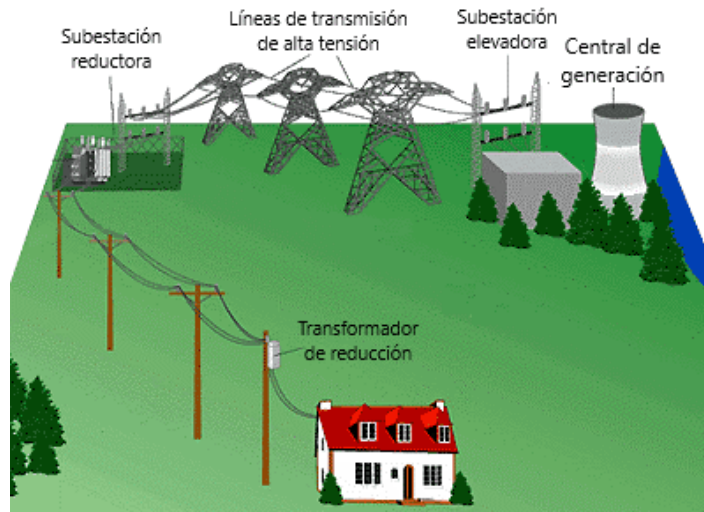


Figura 1-1 Etapas de un sistema de distribución de energía eléctrica

Todas estas adaptaciones de nivel de tensión son necesarias para mejorar el rendimiento del sistema eléctrico, como se ha dicho anteriormente el aumento de tensión para el transporte se debe a que a altas tensiones se puede transportar una mayor cantidad de energía reduciendo las pérdidas; la reducción a media tensión se realiza una vez que se ha alcanzado el centro urbano o industrial que será conectado a la red, con la finalidad de poder alimentar los transformadores de media y baja tensión que serán los que finalmente entregan la energía a los usuarios finales; sin embargo, en cada etapa de adaptación de niveles se generan pérdidas, las cuales pueden ser clasificadas en tres tipos [15]:

- Pérdidas por el efecto Joule, donde la energía se pierde en forma de calor en el conductor
- Pérdidas magnéticas, donde la energía se pierde en forma de campo magnético
- Pérdidas por el efecto dieléctrico, donde la energía se pierde por absorción del material aislante

Las pérdidas por efecto Joule en los conductores de los cables de transmisión representan pérdidas por un 2.5%, mientras las pérdidas en los transformadores se encuentran en un rango de entre el 1% y el 2% (dependiendo del tipo y las características del transformador).

Tomando en cuenta cada etapa de las antes mencionadas, se pueden considerar las siguientes pérdidas medias en cada una de ellas:

- 1-2% - Transformador elevador a la línea de transporte
- 2-4% - Cables de línea de transmisión en alta tensión
- 1-2% - Transformador reductor a línea de distribución
- 4-6% - Cables de línea de distribución y transformadores de media y baja tensión

Con lo cual las pérdidas totales se encuentran en un rango de entre 8-15%, del ya reducido rendimiento de los elementos generadores [15], [16].

Debido a la problemática expuesta, y las pérdidas económicas que representan, así como a la creciente preocupación por el impacto ambiental que tienen las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de las centrales que generan energía a partir de combustibles fósiles; en los últimos años un nuevo paradigma de generación ha ganado relevancia, la generación distribuida. La generación distribuida no es un concepto nuevo, como se ha dicho anteriormente las primeras redes eléctricas hacían uso de generadores distribuidos emplazados cerca de las cargas. Sin embargo, con la creciente demanda de energía eléctrica y la caída en los precios de los combustibles fósiles, la generación centralizada se volvió el estándar de la industria. La generación distribuida se refiere a la instalación de generadores de pequeño tamaño, compactos y generalmente basados en energías renovables, aunque pueden ser basados en combustibles fósiles, en un emplazamiento cercano a las cargas. Existen varias tecnologías de generadores distribuidos que son empleadas para cumplir con distintas tareas dependientes de las necesidades de las cargas. Algunas de estas aplicaciones incluyen:

- Funcionamiento aislado: En zonas de difícil acceso, los generadores distribuidos suelen utilizarse como única fuente de energía siendo muy costosa una conexión a la red comercial.
- Recorte de picos de demanda: El precio de la energía varía a lo largo del día en función de las curvas de demanda y la generación disponible, en estos casos los generadores distribuidos pueden alimentar cargas durante los picos de demanda ayudando a un ahorro económico.
- Generación combinada de energía térmica y eléctrica: El calor generado por el trabajo de conversión de la materia prima en energía eléctrica es utilizada por los usuarios para varias aplicaciones.
- Carga base: Los generadores distribuidos pertenecientes a las compañías eléctricas son utilizados como generadores base para entregar una parte de la energía demandada por las cargas, reduciendo pérdidas de transmisión y ayudando a mejorar la calidad de la energía en el sistema.

Gracias al resurgimiento de la generación distribuida, otro nuevo esquema de red eléctrica, llamadas micro redes, ha ganado relevancia. El concepto de micro red fue concebido como una forma de integrar las fuentes distribuidas de energía a las redes de distribución. De este modo las micro redes son definidas como redes de distribución en baja o media tensión, compuestas de varios generadores

distribuidos, elementos de almacenamiento de energía y cargas controladas que pueden operar de forma interconectada o aislada de las grandes redes de distribución, y que pueden ser vistas en conjunto desde dichas redes como una carga controlada o un generador [17]. Además, la mayor parte de los sistemas generadores están basados en la conversión de energías renovables, siendo fuentes de energía sin emisiones de gases de efecto invernadero. Gracias a los elementos de almacenamiento, el flujo de energía puede ser bidireccional por lo que la generación de energía no tiene que ser siempre hecha ad hoc para satisfacer la demanda; y, además, estos esquemas pueden brindar energía a zonas que se encuentran alejadas de los centros urbanos y a las cuales sería muy costoso dotar de energía bajo el esquema tradicional de las redes eléctricas, funcionando de forma aislada a ésta. A diferencia del estándar de interconexión propuesto por la IEEE [18], el concepto de micro red prevé que el sistema sea capaz de desconectarse de la red en presencia de algún fallo y volver a conectarse una vez que haya pasado dicha condición; siempre de forma que no genere perturbaciones dentro de la isla o hacia la red eléctrica.

Por su parte las redes inteligentes son definidas como un sistema eléctrico que hace uso de información bidireccional, ciberseguridad, tecnologías de la comunicación e inteligencia computacional de forma integral durante los procesos de generación, transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica; con la finalidad de obtener un sistema eléctrico que sea limpio, seguro (tanto física como informáticamente), confiable, eficiente y sostenible. Un sistema escalable con capacidad de repararse automáticamente y de desconectar equipos antes de que fallen para recibir servicio; con información que le permita conocer en tiempo real, o casi real, el estado de todos los componentes del sistema y con control para buscar la configuración óptima del sistema y reconfigurarse para seguir desempeñándose normalmente. Esto sugiere un sistema flexible, que permita la conexión rápida y segura de generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento en cualquier punto de la red y en cualquier momento. Asimismo, se habla de un sistema inteligente capaz de hacer uso de previsiones meteorológicas y de análisis estocásticos para prever los eventos más probables y reconfigurar el sistema de acuerdo a estos. Dentro de este sistema, tanto operadores como usuarios aportan información sobre el estado del sistema, de modo que todos los participantes del sistema eléctrico desempeñen un rol activo en la supervisión del mismo [18].

Paralelamente a la importancia de las características del sistema de generación y distribución de la energía, igualmente importante para el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos son los receptores de dicha energía. En el pasado las cargas conectadas al sistema eléctrico constaban principalmente de cargas lineales, es decir, receptores que consumían corrientes senoidales que podían estar o no en fase con la tensión (Figura 1-2).

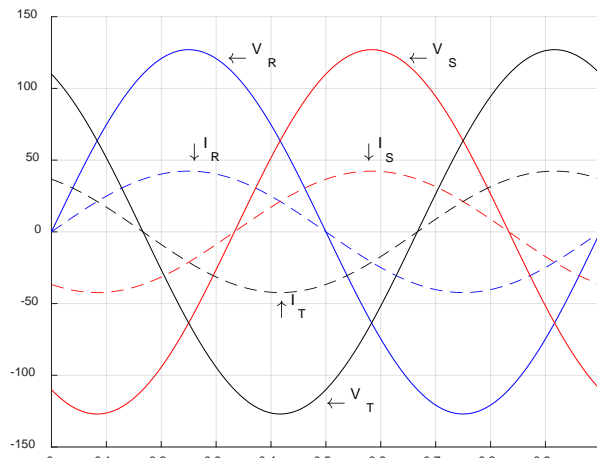


Figura 1-2 Señales genéricas de un sistema de tensiones balanceadas y cargas lineales

Sin embargo, gracias a los avances tecnológicos en el campo de los materiales semiconductores comenzaron a aparecer cargas conectadas a los sistemas eléctricos que ya no consumían corrientes senoidales. Las cargas son consideradas no lineales cuando consumen corrientes no senoidales aun cuando están siendo alimentadas por tensiones senoidales; las corrientes no senoidales contienen componentes armónicas que interactúan con la impedancia del sistema eléctrico y generan distorsión de tensión que afecta tanto a los sistemas propios de la red eléctrica, como al resto de cargas conectadas a la misma (Figura 1-3). Inicialmente las cargas no lineales se encontraban en la industria pesada, en aplicaciones como hornos de arco, variadores de frecuencia y rectificadores para refinación electrolítica, entre otras. Actualmente las cargas no lineales pueden encontrarse en prácticamente cualquier dispositivo electrónico (ordenadores, monitores, impresoras, televisores, sistemas de iluminación, etc.), y en todos los ámbitos de la vida diaria desde aplicaciones domésticas hasta usos industriales. Las redes eléctricas pueden sufrir en mayor o menor medida los efectos de las cargas no lineales que alimentan, dependiendo de la “dureza” de la red los efectos pueden ser más o menos severos.

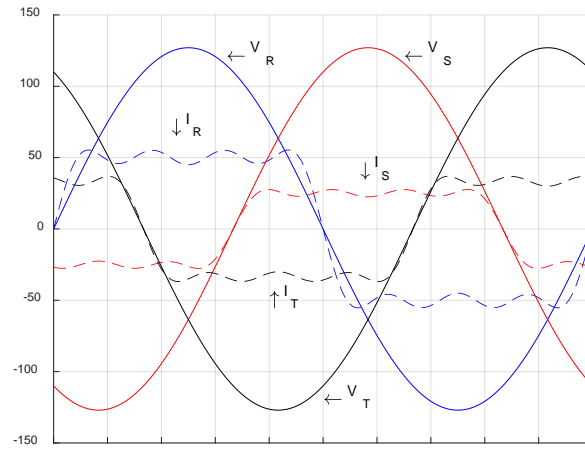


Figura 1-3 Señales genéricas de un sistema de tensiones senoidales equilibradas y cargas no lineales desequilibradas

El concepto de calidad del suministro eléctrico se refiere al mantenimiento de un perfil senoidal, o casi senoidal, de las tensiones y corrientes, dentro de los valores nominales de magnitud y frecuencia del sistema eléctrico. Además de las corrientes armónicas, el consumo de corrientes reactivas y desequilibradas son fuente de problemas de calidad del suministro. Los problemas de calidad del suministro incluyen principalmente los siguientes eventos [19]:

- Interrupción del suministro: Amplitud cero de la tensión
- Bajada de tensión: Amplitud de la tensión por debajo del valor nominal
- Sobretensión: Amplitud de la tensión por encima del valor nominal
- Caída de tensión: Reducción del valor RMS de la tensión en un rango entre el 0.1 y el 0.9 del valor PU, con una duración mayor a 10 ms pero menor a 1s.
- Pico de tensión: Aumento del valor RMS de la tensión en un rango entre el 1.1 y el 1.8 del valor PU, con una duración mayor a 10 ms pero menor a 1s.
- Parpadeo (*flickering*): Efecto visual de la variación de la frecuencia de la tensión.
- Desequilibrio: Variación de la amplitud de tensión o corriente en una o más de las fases del sistema con respecto las otras.
- Oscilaciones: Condición transitoria que va decreciendo gradualmente.
- Armónicos: Formas de onda no senoidales.
- Corte del suministro: Caso especial de la interrupción de suministro en que la alimentación se pierde por no más de 1 minuto.

Cada uno de los problemas enunciados tiene una causa diferente, que puede estar originada por la infraestructura propia de la red eléctrica, por ejemplo, las interrupciones y los cortes; o bien por los propios usuarios, y pueden propagarse al resto del sistema. La corrección de fenómenos ineficientes

generados por el consumo de las cargas conectadas al sistema eléctrico será uno de los aspectos abordados en la presente tesis.

Como se ha mencionado anteriormente, la metodología tradicional de compensación de potencias ineficientes en los sistemas de potencia consiste en la colocación de filtros pasivos, para la mitigación de componentes armónicas y bancos de condensadores para la compensación de potencia reactiva. Sin embargo, los filtros pasivos presentan algunas desventajas como son [20]:

- La capacidad de filtrado depende de la impedancia del generador
- Puede entrar en resonancia paralela con el generador, amplificando corrientes armónicas en el lado del generador a ciertas frecuencias
- Puede entrar en resonancia en serie con el generador, por lo que la distorsión en tensión hace que circulen por el filtro grandes corrientes armónicas.

Actualmente, la compensación de los fenómenos ineficientes es llevada a cabo mediante el uso de componentes activos, basados en electrónica de potencia, como son:

- Compensadores activos, capaces de analizar la carga conectada y compensar los armónicos de forma dinámica, así como otras ineficiencias.
- Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), que mantienen el suministro de cargas sensibles durante un periodo determinado de tiempo en caso de variaciones o caída de la red.

Dada la naturaleza intermitente de las fuentes renovables de energía, la potencia nominal de los convertidores de conexión a red rara vez es utilizada en su totalidad, lo cual hace de estos convertidores una opción viable a ser utilizados en régimen híbrido de generación-compensación.

De forma análoga a las redes eléctricas centralizadas, las micro redes tienen problemas de calidad de suministro debidos a su propia estructura, sus características especiales de operación, los tipos de dispositivos de almacenamiento y los dispositivos de detección. Si bien las redes eléctricas convencionales son capaces de soportar varios problemas de los mencionados anteriormente, esto es debido en gran parte a que la generación la realizan grandes generadores interconectados con una corriente de cortocircuito muy alta, además estos generadores poseen mucha masa y por tanto grandes momentos de inercia con lo cual se mitigan problemas de desvío de frecuencia. Debido a que las micro redes están conformadas por generadores distribuidos interconectados por medio de convertidores electrónicos de potencia, la corriente de corto circuito del sistema suele ser relativamente pequeña, por lo que las micro redes son sistemas eléctricos comúnmente denominados débiles, lo cual los hace más susceptibles a problemas de calidad de suministro. Al conectar cargas no lineales en una micro red, las magnitudes de tensiones y corrientes armónicas en el pcc pueden ser elevadas y generar problemas de calidad de suministro [21].

El control de la calidad del suministro de energía en las micro redes es el mayor problema. Caídas de tensión, *flickers*, interrupciones, armónicos, niveles de continua, etc., representan problemas de mayor magnitud al tratarse generalmente de redes débiles. Los inversores de conexión a red pueden no solo inyectar la energía activa generada, sino también la energía reactiva requerida por algunas

cargas, hacer frente a cargas no balanceadas y generar corrientes armónicas para las cargas no lineales.

1.1. Cuantificación de la potencia eléctrica. Teorías de la potencia eléctrica.

Con la finalidad de mitigar los problemas que se generan en los sistemas eléctricos por los consumos de algunas cargas de corrientes no eficientes, es necesario contar con una teoría de la potencia eléctrica capaz de identificar los fenómenos físicos que están generando la aparición de potencias no eficientes en el sistema.

A partir de las primeras décadas del siglo XX, varias teorías de la potencia eléctrica han sido formuladas, siendo dos las que mayor respaldo tuvieron: la teoría de Budeanu [22], que daba las definiciones en dominio de la frecuencia, a partir de las series de Fourier, formulada en 1927; y la de Fryze [23], formulada en 1931, que describía las potencias en el dominio temporal. En un inicio estas dos teorías describían fielmente las potencias eficientes y no eficientes de los sistemas eléctricos; sin embargo, con la aparición de las cargas no lineales las teorías clásicas de la potencia quedaron desfasadas. Las teorías clásicas de la potencia no ofrecían resultados correctos cuando las potencias no eficientes se derivaban de alimentaciones o consumos no senoidales y desequilibrados, por lo que a partir de la década de los 70 comenzaron a desarrollarse nuevas teorías que buscaban dar herramientas para el análisis de estas nuevas situaciones, que se presentaban cada vez con mayor regularidad en los sistemas de potencia debido a la mayor presencia de las cargas no lineales. Estas nuevas teorías eran inicialmente variaciones sobre las teorías clásicas, hasta la aparición de las teorías de Depenbrock [24] y Akagi, Kanazawa y Nabae [25] en las que se realizaba un cálculo de las potencias instantáneas, siendo la teoría de Akagi (et al.) la de mayor aceptación y aplicación en equipos de compensación. Sin embargo, estas teorías no son capaces de relacionar la descomposición de las potencias ineficientes con los fenómenos físicos que las provocan.

Con la finalidad de servir como guía de referencia sobre las magnitudes que deben ser medidas o monitorizadas por los equipos de medida, bajo condiciones senoidales, no senoidales, equilibradas y desequilibradas; con propósitos de penalización económica, toma de decisiones o identificación de contaminadores armónicos, el IEEE *Working Group in non-sinusoidal situations* publicó el estándar IEEE Std. 1459 en el año 2000, en su versión de *Trial Use* y en su versión *Full Use* en 2002. La última revisión del estándar fue publicada en 2010 y es la que la IEEE mantiene activa [26]. Dicho estándar realiza la descomposición de las potencias y la identificación de los fenómenos físicos que las generan.

A continuación se hace un breve repaso por los conceptos de las teorías clásicas de la potencia, así como el detalle de las definiciones de potencia en sistemas trifásicos derivadas del IEEE Std. 1459.

1.1.1. Teoría de la potencia eléctrica de Budeanu (1927).

La teoría de Budeanu estableció que la tensión y corriente de régimen estacionario, en circuito monofásico de corriente alterna, se pueden expresar mediante series de Fourier. Definiendo así, con base en las series de Fourier, las magnitudes de la potencia eléctrica en el dominio de la frecuencia. El valor eficaz de cada una de las variables puede ser expresado por medio de las ecuaciones (1-1), para la tensión, y (1-2), para la corriente.

$$V = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{T} \int_0^T v_n^2 dt \right)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2} \quad (1-1)$$

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{T} \int_0^T i_n^2 dt \right)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} \quad (1-2)$$

Donde V_n representa el valor eficaz del armónico n ésimo de tensión e I_n el de corriente.

Partiendo de dichas definiciones y mediante el análisis matemático de la relación que hay entre tensión y corriente en el dominio de la frecuencia, se definieron las magnitudes de potencia siguientes:

- La potencia aparente (U) en un sistema eléctrico monofásico (1-3), está definida a partir de los valores eficaces de la corriente (1-2) y la tensión (1-1) anteriormente definidos.

$$U = VI \quad (1-3)$$

- La potencia activa (P) en un sistema monofásico (1-4) se define a partir de los valores eficaces y del coseno de los ángulos de los armónicos en tensión y corriente.

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} P_n = \sum_{n=1}^{\infty} V_n I_n \cos(\varphi_n - \theta_n) \quad (1-4)$$

- La potencia reactiva (Q) en un sistema monofásico (1-5) se define a partir del valor eficaz de los armónicos de tensión y corriente y del seno de sus ángulos.

$$Q = \sum_{n=1}^{\infty} Q_n = \sum_{n=1}^{\infty} V_n I_n \sin(\varphi_n - \theta_n) \quad (1-5)$$

Donde, para las expresiones (1-4) y (1-5), φ_n es el ángulo del armónico de la tensión, y θ_n es el ángulo del armónico de la corriente.

- La potencia de distorsión (D) de un sistema monofásico, dada por la ecuación (1-6), se define como una magnitud escalar de amplitud igual a la raíz cuadrada de la diferencia entre el

cuadrado de la potencia aparente y la suma de los cuadrados de la potencia activa y la potencia reactiva.

$$D = \sqrt{U^2 - P^2 - Q^2} \quad (1-6)$$

En un circuito monofásico en el que la tensión y la corriente son senoidales y tienen la misma frecuencia, o bien cuando se trata de un circuito con cargas lineales la potencia de distorsión es cero.

1.1.2. Teoría de la potencia eléctrica de Fryze (1931).

Por su parte, la teoría de la potencia eléctrica desarrollada por Fryze definía las magnitudes de potencia en el dominio del tiempo, por lo que los cálculos resultan más simples que los derivados de la teoría de Budeanu. Los valores eficaces de tensión y corriente se definen, en el dominio temporal, mediante las expresiones (1-7) y (1-8).

$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2 dt} \quad (1-7)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt} \quad (1-8)$$

En la teoría de Fryze, las magnitudes de las potencias en un sistema monofásico se definen, tomando como base los valores instantáneos y eficaces de la tensión y la corriente, como:

- Potencia aparente (S). Resultante del producto del valor eficaz de la tensión (1-7) y la corriente (1-8), y expresada por medio de (1-9)

$$S = VI \quad (1-9)$$

- Potencia activa (P). Expresada de acuerdo a (1-10), y obtenida mediante el cálculo del valor medio en un ciclo de la potencia instantánea.

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p dt = \frac{1}{T} \int_0^T vi dt \quad (1-10)$$

- Potencia no activa (Q). Es la diferencia entre la potencia aparente (1-9) y la potencia activa (1-10), y viene expresada por (1-11).

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (1-11)$$

Además, Fryze definió las relaciones existentes entre estas potencias por medio de los factores de potencia activa y no activa. El factor de potencia activa (λ_a) relaciona la potencia activa y la potencia aparente, por medio de la expresión (1-12).

$$\lambda_a = \frac{P}{S} \quad (1-12)$$

Mientras que el factor de potencia no activa (λ_n), expresado mediante (1-13), define la relación de la potencia no activa con la potencia aparente.

$$\lambda_n = \frac{Q}{S} = \sqrt{1 - \lambda_a} \quad (1-13)$$

A partir de los factores de potencia (1-14) y (1-15) definen, respectivamente, la tensión activa V_a y la tensión no activa V_n como componentes de la tensión eficaz.

$$V_a = \lambda_a V = \frac{P}{I} \quad (1-14)$$

$$V_n = \lambda_n V = \frac{Q}{I} \quad (1-15)$$

De la misma manera se definen las corrientes activa y no activa, I_a e I_n , como componentes de la corriente eficaz, por medio de (1-16) y (1-17).

$$I_a = \lambda_a I = \frac{P}{V} \quad (1-16)$$

$$I_n = \lambda_n I = \frac{Q}{V} \quad (1-17)$$

Las componentes de la tensión y la corriente eficaz verifican la relación de ortogonalidad, satisfaciendo las ecuaciones (1-18) y (1-19).

$$V^2 = V_a^2 + V_n^2 \quad (1-18)$$

$$I^2 = I_a^2 + I_n^2 \quad (1-19)$$

Asimismo, en la teoría de Fryze se sentaron las bases para la división de la corriente instantánea (i) en dos componentes: corriente instantánea activa (i_a) y corriente instantánea no activa (i_n), estas componentes son ortogonales y vienen expresadas por (1-20) y (1-21).

$$i_a = \frac{P}{V^2} v \quad (1-20)$$

$$i_n = i - i_a \quad (1-21)$$

Si las dos componentes de la corriente instantánea son ortogonales la expresión (1-22) se cumple.

$$\frac{1}{T} \int_0^T i_a i_n dt = 0 \quad (1-22)$$

1.1.3. Extensión de las definiciones de la potencia de la teoría de Budeanu a sistemas trifásicos dentro del IEEE Std. 100.

El estándar IEEE Std. 100 [27] incluye las definiciones de las potencias, basadas en la teoría de Budeanu, para sistemas polifásicos. A continuación se presentan las expresiones para sistemas polifásicos, particularizadas a los casos de los sistemas trifásicos.

- **Potencia activa.** Es la suma algebraica de las potencias activas para las tres fases, cuando todas las tensiones toman como referencia un mismo punto, elegido arbitrariamente. Se considera a cada fase del sistema como un sistema monofásico, por lo que el cálculo de la potencia activa se realiza como en el caso monofásico y se obtiene la potencia activa total realizando la suma, como se indica en (1-23).

$$P = \sum_{z=A,B,C} \sum_{n=1}^{\infty} V_{zn} I_{zn} \cos(\varphi_{zn} - \theta_{zn}) \quad (1-23)$$

Donde z representa cada una de las fases del sistema y n es el índice del armónico de tensión y corriente. En caso de que el sistema trifásico sea de tensiones de alimentación simétricas y cargas equilibradas, de la misma secuencia de fases y sin componentes armónicas, la expresión de la potencia activa puede simplificarse como en (1-24), donde se calcula como tres veces el valor de la potencia activa de una única fase.

$$P = 3 V_A I_A \cos(\varphi_A - \theta_A) \quad (1-24)$$

- **Potencia reactiva.** Es la suma algebraica de la potencia reactiva de cada una de las fases del sistema, siendo que las tensiones toman como referencia un mismo punto elegido arbitrariamente. De forma análoga a la potencia activa, la potencia reactiva se determina considerando cada fase como un sistema monofásico y sumando la potencia reactiva de cada uno (1-25).

$$Q = \sum_{z=A,B,C} \sum_{n=1}^{\infty} V_{zn} I_{zn} \sin(\varphi_{zn} - \theta_{zn}) \quad (1-25)$$

Cuando el sistema trifásico es simétrico y equilibrado, de la misma secuencia de fases y sin componentes armónicas, la potencia reactiva viene dada por el cálculo de la potencia reactiva de una de las fases multiplicada por el número de fases, como indica la expresión (1-26).

$$Q = 3V_A I_A \sin(\varphi_A - \theta_A) \quad (1-26)$$

- Potencia de distorsión. Se define como la suma de la potencia de distorsión de las fases del sistema, considerando que todas las fases tienen como referencia un punto común. La expresión (1-27) define la potencia de distorsión.

$$D = \sum_{z=A,B,C} \sqrt{\sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \{V_{zm}^2 I_{zn}^2 - V_{zm} V_{zn} I_{zm} I_{zn} \cos[(\varphi_{zm} - \theta_{zm}) - (\varphi_{zn} - \theta_{zn})]\}} \quad (1-27)$$

- Potencia aparente. Definida como la magnitud escalar del vector de potencia del sistema trifásico, y es expresada de acuerdo a (1-28).

$$U = \sqrt{\sum_{z=A,B,C} P_z^2 + \sum_{z=A,B,C} Q_z^2 + \sum_{z=A,B,C} D_z^2} \quad (1-28)$$

Las definiciones de potencia eléctrica contenidas en el IEEE Std. 100 han sido utilizados para equipos de medida y facturación de potencia en sistemas eléctricos y han servido para numerosos estudios. Todas las definiciones mencionadas encuentran una relación directa con un fenómeno físico siempre que las tensiones y corrientes sean senoidales; sin embargo, si las magnitudes no son senoidales las definiciones de Q y D pueden dar resultados erróneos [28], [29].

1.1.4. Teoría de la potencia del IEEE Std. 1459.

El estándar IEEE 1459-2010, que como se ha mencionado anteriormente es la revisión más actual de dicho estándar publicado inicialmente en el año 2000, contiene las definiciones para el cálculo de las potencias eléctricas en sistemas monofásicos y trifásicos, operando bajo condiciones sinusoidales y no sinusoidales, equilibradas y desequilibradas; cuantificando todas las potencias, eficientes y no eficientes, y relacionándolas con las magnitudes físicas que están presentes en el sistema. Estas definiciones de la potencia están basadas en las definiciones derivadas de las teorías clásicas de la potencia que comenzaron a aparecer en las primeras décadas del siglo XX y estaban pensadas como herramientas de análisis para sistemas lineales y equilibrados. Sin embargo, con la aparición de nuevos tipos de cargas eléctricas y el aumento de los equipos, y las potencias de éstos, en la industria pesada se ha hecho necesaria la formulación de nuevas herramientas para el cálculo de las potencias en los sistemas eléctricos. La conexión de cargas no lineales y/o desequilibradas genera problemas muy serios en la calidad del suministro en los sistemas eléctricos debido a las corrientes no senoidales y/o no equilibradas que circulan por la red, ya que pueden generar caídas de tensión distorsionadas y/o desequilibradas en el resto del sistema.

Dado que los sistemas de medida estaban diseñados para trabajar con señales senoidales de frecuencia fundamental de 50/60 Hz pueden generar medidas erróneas al enfrentarse a tensiones y corrientes distorsionadas que contienen componentes distintas a la fundamental. Nuevos equipos de medida y SoC (circuitos integrados, *System-on-Chip*) dedicados a la medida de las potencias

eléctricas han sido desarrollados, con la finalidad de obtener mediciones que representen fielmente las potencias existentes en el sistema eléctrico y permitan medir la distorsión de una forma correcta.

Gracias a que las definiciones del IEEE Std. 1459 sirven como herramientas para la descomposición correcta de las potencias dentro de un sistema eléctrico han servido como fundamento para diversas investigaciones en las que se utilizan como base para equipos de medida [30]–[34] y como principio para la obtención de las corrientes de referencia en filtros activos [35]–[39].

Como se ha dicho anteriormente el estándar IEEE 1459 contiene el análisis de las potencias en dos tipos de sistemas eléctricos: monofásicos y trifásicos, funcionando bajo distintas condiciones. Dado que el contenido de la presente tesis se centra en sistemas trifásicos, en la sección siguiente se resumen las definiciones contenidas en el estándar únicamente para los sistemas trifásicos operando bajo distintas condiciones.

1.1.4.1. Teoría de la potencia eléctrica del IEEE Std. 1459 en sistemas trifásicos

En el estándar IEEE 1459 se hace referencia a dos topologías de sistemas trifásicos: sistemas trifásicos a 3 hilos, sin conductor de neutro; y sistemas trifásicos a 4 hilos, con conductor de neutro. La Figura 1-4 muestra el diagrama de un sistema trifásico a 4 hilos genérico, donde una fuente trifásica alimenta a una carga trifásica por medio de una línea ideal sin pérdidas, y en el que las tensiones están referenciadas al pcc. En las siguientes secciones se analizan los casos de este sistema considerando condiciones lineales y equilibradas; lineales y desequilibradas; no lineales y equilibradas; y finalmente, no lineales y desequilibradas.

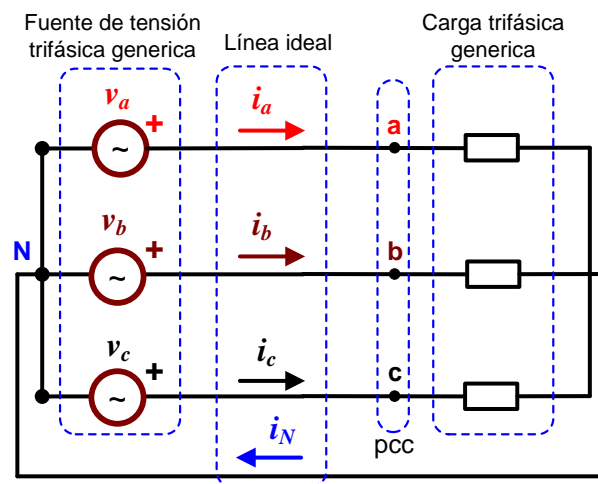


Figura 1-4. Sistema trifásico a 4 hilos considerando una línea ideal

En primer lugar para la obtención de la tensión efectiva (V_e), el IEEE Std. 1459 emplea las pérdidas de potencia por dispersión en derivación, considerando que las pérdidas entre fases y el neutro son

iguales a las pérdidas producidas entre las fases. Para un sistema con conexión en estrella las pérdidas de un sistema de tensiones no simétrico pueden expresarse en función de un sistema de tensiones simétrico como se indica en (1-29):

$$P_Y = \frac{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}{R_Y} = \frac{3V_e^2}{R_Y} \quad (1-29)$$

Donde V_a , V_b , y V_c son los valores eficaces del voltaje para las fases a , b , y c respectivamente; R_Y es la resistencia equivalente para un sistema de conexión estrella.

De la misma manera la disipación de potencia en la carga (P_Δ) para un sistema de conexión triángulo (Δ) es:

$$P_\Delta = \frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{R_\Delta} = \frac{3(\sqrt{3}V_e)^2}{R_\Delta} \quad (1-30)$$

Donde V_{ab} , V_{bc} , y V_{ca} son los valores eficaces de los voltajes línea-línea, y R_Δ es la resistencia equivalente para un sistema de conexión triángulo.

Eligiendo $R_\Delta = 3R_Y$ se cumple que $P_\Delta = P_Y$ pudiendo escribirse la ecuación (1-31).

$$\frac{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}{R_Y} + \frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{3R_Y} = \frac{3V_e^2}{R_Y} + \frac{3(\sqrt{3}V_e)^2}{3R_Y} \quad (1-31)$$

Despejando de (1-31), en (1-32) se obtiene la expresión general de V_e para sistemas trifásicos a 4 hilos:

$$V_e = \sqrt{\frac{1}{18} [3(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2) + (V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)]} \quad (1-32)$$

De manera similar, para obtener la corriente efectiva (I_e) de un sistema trifásico de cuatro hilos, el IEEE Std 1459 basa el cálculo en las pérdidas de potencia en la red del sistema de distribución (ΔP):

$$\Delta P = r(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) + r_n I_n^2 \quad (1-33)$$

Donde r es la resistencia de los conductores de fase; r_n es la resistencia del conductor de neutro; I_a , I_b , y I_c son los valores eficaces de la corriente para las fases a , b , y c respectivamente; e I_n es el valor eficaz de la corriente que circula por el neutro. Para simplificar los cálculos la IEEE Std. 1459 asume $r_n = r$:

$$\Delta P = r(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2) \quad (1-34)$$

Para cualquier conjunto de corrientes desequilibradas, existe un sistema equilibrado equivalente que provoca las mismas pérdidas de potencia. En este sistema equilibrado se cumple que $I_a = I_b = I_c = I_e$ e $I_n = 0$. En estas circunstancias las pérdidas se obtienen en (1-35).

$$\Delta P = 3rI_e^2 \quad (1-35)$$

Igualando (1-34) y (1-35) se obtiene la expresión general de I_e :

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3}(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2)} \quad (1-36)$$

La potencia aparente efectiva (S_e) se define en la siguiente ecuación:

$$S_e = 3V_e I_e \quad (1-37)$$

S_e representa todos los fenómenos físicos que pueden aparecer en el sistema de potencia. S_e refleja las pérdidas en el conductor de neutro en un sistema trifásico de cuatro hilos, así como el fenómeno del desequilibrio. S_e es la máxima potencia que puede ser transmitida por un sistema de distribución trifásico a una carga trifásica perfectamente equilibrada, alimentada por un sistema de tensiones con una tensión efectiva igual a V_e , manteniendo las mismas pérdidas en las líneas.

Después de obtener las expresiones de V_e , I_e , y S_e válidas bajo cualquier condición de operación, en los siguientes apartados se resumen las ecuaciones del IEEE Std 1459 bajo ciertas condiciones particulares. Por lo tanto, se resumirán las ecuaciones para sistemas trifásicos lineales equilibrados; sistemas trifásicos lineales desequilibrados; sistemas trifásicos no lineales equilibrados; y sistemas trifásicos no lineales desequilibrados.

1.1.4.1.1. Sistema trifásico lineal y equilibrado

En esta situación, en el sistema de potencia de la Figura 1-5 la fuente de tensión es simétrica y lineal ($V_{a1} = V_{b1} = V_{c1} = V_1^+$), el superíndice “+” indica que el valor eficaz de las tensiones de fase, solo contienen valores de secuencia positiva. Las tensiones de fase $v_{z1}(t)$ en el pcc pueden verse en la siguiente ecuación:

$$v_{z1}(t) = v_{z1}^+(t) = \sqrt{2}V_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z) \quad (1-38)$$

Donde el subíndice “z” indica cada una de las fases en el sistema eléctrico ($z = a, b, c$), ω_1 es la pulsación fundamental, y φ_z es la fase inicial de las tensiones línea-neutro ($\varphi_a = 0$, $\varphi_b = \frac{2\pi}{3}$, $\varphi_c = \frac{4\pi}{3}$). v_{a1} se toma como referencia de ángulos (0°), así que todos los ángulos de las tensiones y corrientes son medidos con respecto a dicha tensión.

Las corrientes son equilibradas y lineales ($I_{a1} = I_{b1} = I_{c1} = I_1^+$), y la corriente que circula por el neutro es nula ($I_N = 0$). Las corrientes instantáneas de fase $i_{z1}(t)$ se definen en (1-39):

$$i_{z1}(t) = i_{z1}^+(t) = \sqrt{2}I_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_1^+) \quad (1-39)$$

Donde β_1^+ es el ángulo de desfase de las corrientes con respecto a las tensiones; si β_1^+ es positivo la corriente está adelantada con respecto a la tensión y está provocada por cargas capacitivas, si β_1^+ es

negativa la corriente se encuentra retrasada con respecto a la tensión y está provocada por cargas inductivas.

La potencia instantánea trifásica fundamental $p(t)$, es la contribución de la potencia instantánea de cada fase y viene dada por:

$$p(t) = v_a(t)i_a(t) + v_b(t)i_b(t) + v_c(t)i_c(t) \quad (1-40)$$

La única expresión de potencia instantánea para esta situación que aparece en el IEEE Std 1459, es la expresión (1-40) y sólo es usada para calcular la potencia activa (P). P en este caso coincide con la potencia activa de secuencia positiva P_1^+ y se obtiene calculando el valor medio de $p(t)$ como se muestra en (1-41):

$$P = P_1^+ = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p(t) dt = 3V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ \quad (1-41)$$

Donde θ_1^+ es el ángulo de desfase entre la tensión y la corriente ($\theta_1^+ = \beta_1^+ - \alpha_1^+$). P_1^+ es la única potencia activa que se considera eficiente, ya que en su totalidad es transferida desde la fuente hacia la carga. La potencia reactiva que en este caso es la potencia reactiva de secuencia positiva (Q_1^+) es:

$$Q_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+ \quad (1-42)$$

S_e en este caso coincide con la potencia aparente de secuencia positiva (S_1^+) y puede calcularse a partir de (1-37) como sigue:

$$(S_1^+)^2 = (P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2 = (3V_1^+ I_1^+)^2 \quad (1-43)$$

El factor de potencia para este caso es la relación entre P_1^+ y S_1^+ :

$$P_F^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+} \quad (1-44)$$

P_F^+ se usa como indicador de la eficiencia de este tipo de sistemas, ya que indica la parte de la potencia entregada que es aprovechada realmente.

1.1.4.1.2. **Sistema trifásico lineal, con tensiones asimétricas y corrientes desequilibradas.**

En este caso las magnitudes de voltaje en el pcc de la Figura 1-5 no son iguales ($V_{a1} \neq V_{b1} \neq V_{c1}$). Para este caso $v_{z1}(t)$ en el pcc se muestra en la siguiente ecuación:

$$v_{z1}(t) = \sqrt{2}V_{z1} \sin(\omega_1 t - \varphi_z) \quad (1-45)$$

Las corrientes son lineales y desequilibradas ($I_{a1} \neq I_{b1} \neq I_{c1}$), y la corriente que circula por el neutro no es nula ($I_N \neq 0$), $i_{z1}(t)$ está definida por:

$$i_{z1}(t) = \sqrt{2}I_{z1} \sin(\omega_1 t - \varphi_z + B_{z1}) \quad (1-46)$$

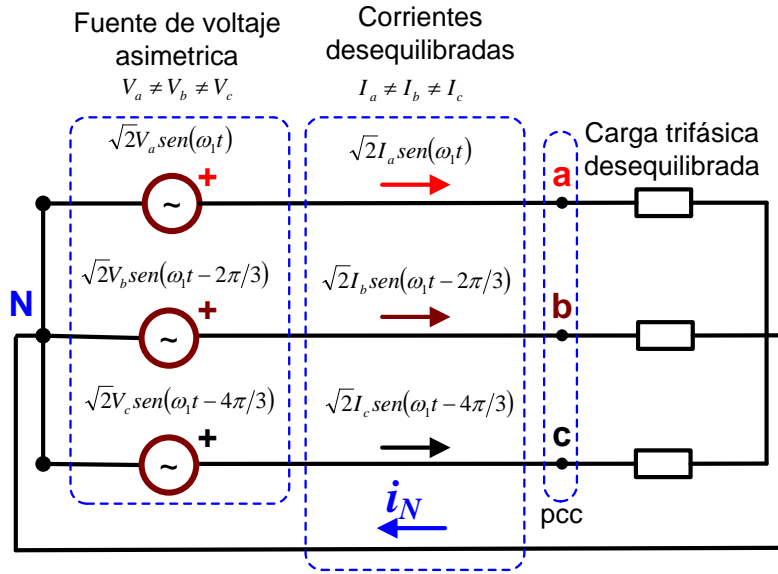


Figura 1-5 Sistema trifásico a 4 hilos lineal y desequilibrado

Usando teorema de Stokvis-Fortescue, las componentes simétricas para las tensiones son:

- El voltaje fundamental de secuencia positiva (V_1^+).
- El voltaje fundamental de secuencia negativa (V_1^-).
- El voltaje fundamental de secuencia cero (V_1^0).

Así las componentes simétricas de un sistema desequilibrado pueden calcularse a partir de la siguiente matriz de transformación ($\alpha = e^{j(2\pi/3)}$):

$$T = \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (1-47)$$

V_e en este caso coincide con el voltaje efectivo fundamental (V_{e1}) y puede calcularse en términos de las componentes simétricas como sigue:

$$V_{e1} = \sqrt{(V_1^+)^2 + (V_1^-)^2 + \frac{(V_1^0)^2}{2}} \quad (1-48)$$

Debido a que las magnitudes de corrientes tampoco son iguales, estas pueden expresarse en términos de las componentes simétricas utilizando la misma matriz de transformación utilizada anteriormente

para las tensiones: La corriente fundamental de secuencia positiva (I_1^+), la corriente fundamental de secuencia negativa (I_1^-), y la corriente fundamental de secuencia cero (I_1^0), I_e coincide con la corriente efectiva fundamental (I_{e1}) y puede calcularse en términos de las componentes simétricas como se definen en (1-49):

$$I_{e1} = \sqrt{(I_1^+)^2 + (I_1^-)^2 + 4(I_1^0)^2} \quad (1-49)$$

S_e coincide con la potencia aparente fundamental (S_{e1}). S_{e1} está formada por S_1^+ y por la potencia aparente de desequilibrio (S_{U1}), S_{U1} contiene todos los términos de potencia diferentes a S_1^+ y que aparecen debido a la asimetría de tensiones y el desequilibrio de las corrientes:

$$(S_{e1})^2 = (S_1^+)^2 + (S_{U1})^2 \quad (1-50)$$

La potencia aparente fundamental de secuencia negativa (S_1^-), y la potencia aparente fundamental de secuencia cero (S_1^0) son parte de S_{U1} , sus expresiones son mostradas en (1-51) y (1-52) respectivamente:

$$(S_1^-)^2 = (P_1^-)^2 + (Q_1^-)^2 \quad (1-51)$$

$$(S_1^0)^2 = (P_1^0)^2 + (Q_1^0)^2 \quad (1-52)$$

La potencia activa fundamental de secuencia negativa (P_1^-), y la potencia activa fundamental de secuencia cero (P_1^0) son mostradas en (1-53) y (1-54) respectivamente:

$$P_1^- = 3V_1^- I_1^- \cos \theta_1^- \quad (1-53)$$

$$P_1^0 = 3V_1^0 I_1^0 \cos \theta_1^0 \quad (1-54)$$

A pesar de que P_1^- y P_1^0 son potencias activas producidas por componentes de voltaje y corriente de la misma secuencia de giro, estas son consideradas ineficientes ya que producen pérdidas en las líneas y transformadores.

La potencia reactiva fundamental de secuencia negativa (Q_1^-) y la potencia reactiva de secuencia cero (Q_1^0) son mostradas en (1-55) y (1-56) respectivamente:

$$Q_1^- = 3V_1^- I_1^- \sin \theta_1^- \quad (1-55)$$

$$Q_1^0 = 3V_1^0 I_1^0 \sin \theta_1^0 \quad (1-56)$$

1.1.4.1.3. Sistema trifásico no lineal con tensiones asimétricas y corrientes desequilibradas.

Este caso corresponde al caso más genérico que se presenta en el sistema trifásico de potencia, ya que incluye sistemas no lineales o con armónicos, y con desequilibrios de corriente y voltajes asimétricos, así que cualquier sistema trifásico puede explicarse a partir de las siguientes ecuaciones.

Los voltajes instantáneos fase-neutro $v_z(t)$ en el pcc de la Figura 1-6 están definidos por (1-57):

$$v_z(t) = \sqrt{2}V_{z1} \sin(\omega_1 t - \varphi_z) + \sqrt{2} \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_{zh} \sin(h(\omega_1 t - \varphi_z) + \alpha_{zh}) \quad (1-57)$$

Donde: h es el orden de los armónicos; V_{zh} es el voltaje eficaz por fase de cada armónico y α_{zh} es el desfase entre cada armónico de tensión y $v_{a1}(t)$. En este caso las magnitudes de tensión fundamental son diferentes ($v_{a1} \neq v_{b1} \neq v_{c1}$), también las magnitudes de tensión de cada armónico son diferentes ($v_{ah} \neq v_{bh} \neq v_{ch}$).

Las corrientes de línea instantánea por fase $i_z(t)$ están definidas por (1-58):

$$i_z(t) = \sqrt{2}I_{z1} \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_{z1}) + \sqrt{2} \sum_{h \neq 1}^{\infty} I_{zh} \sin(h(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zh}) \quad (1-58)$$

Donde: I_{zh} es la corriente eficaz de fase de cada armónico y β_{zh} es el desfase entre cada armónico de corriente y $v_{a1}(t)$. En este caso las magnitudes de corriente fundamental son diferentes ($I_{a1} \neq I_{b1} \neq I_{c1}$), también las magnitudes de corriente de cada armónico son diferentes ($I_{ah} \neq I_{bh} \neq I_{ch}$).

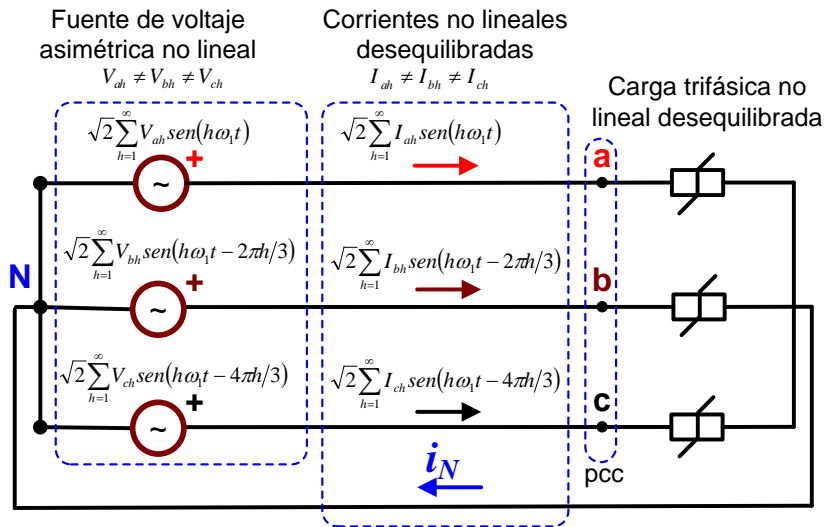


Figura 1-6 Sistema trifásico a 4 hilos no lineal y desequilibrado

El voltaje efectivo no fundamental (V_{eH}) está formado por todas las componentes armónicas de tensión y puede calcularse a partir de (1-32) como se muestra en (1-59):

$$V_{eH} = \sqrt{\frac{1}{18} [3(V_{aH}^2 + V_{bH}^2 + V_{cH}^2) + (V_{abH}^2 + V_{bcH}^2 + V_{caH}^2)]} \quad (1-59)$$

Donde V_{aH} , V_{bH} y V_{cH} son los voltajes eficaces armónicos fase-neutro medidos en el pcc, (V_{abH} , V_{bcH} y V_{caH}) son las tensiones eficaces armónicas de línea en el pcc. V_e está formada por V_{e1} y por V_{eH} como se muestra a continuación:

$$V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2} \quad (1-60)$$

La corriente efectiva no fundamental (I_{eH}) está formada por todas las componentes armónicas de corriente y puede calcularse a partir de (1-36) como se define en (1-61).

$$I_{eH} = \sqrt{\frac{1}{3} (I_{aH}^2 + I_{bH}^2 + I_{cH}^2 + I_{nH}^2)} \quad (1-61)$$

Donde I_{aH} , I_{bH} y I_{cH} son las corrientes eficaces armónicas por fase e I_{nH} es la corriente eficaz armónica del neutro. I_e está formada por I_{e1} y por I_{eH} como se define en (1-62).

$$I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (1-62)$$

Cabe destacar que debido a que las tensiones son asimétricas y las corrientes son desequilibradas, V_{e1} , V_{eH} , I_{e1} , e I_{eH} , pueden expresarse en términos de sus componentes simétricas. Esta afirmación es útil para aclarar la naturaleza de la potencia en análisis posteriores.

En este caso, S_e puede obtenerse si (1-61) y (1-62) son reemplazadas en (1-37).

$$S_e^2 = 9(V_{e1}^2 + V_{eH}^2)(I_{e1}^2 + I_{eH}^2) \quad (1-63)$$

Expandiendo (1-63) se obtiene (1-64).

$$S_e^2 = (3V_{e1}I_{e1})^2 + (3V_{e1}I_{eH})^2 + (3V_{eH}I_{e1})^2 + (3V_{eH}I_{eH})^2 \quad (1-64)$$

Donde el primer término corresponde a la potencia aparente efectiva fundamental (S_{e1}) que se define en (1-65), mientras que los otros tres términos, donde intervienen corrientes o tensiones armónicas, constituyen la potencia aparente efectiva no fundamental (S_{eN}) definida en (1-66). Por lo tanto la potencia aparente efectiva puede escribirse como en (1-67).

$$S_{e1}^2 = (3V_{e1}I_{e1})^2 \quad (1-65)$$

$$S_{eN} = \sqrt{9V_{e1}^2 I_{eH}^2 + 9V_{eH}^2 I_{e1}^2 + 9V_{eH}^2 I_{eH}^2} \quad (1-66)$$

$$S_e^2 = S_{e1}^2 + S_{eN}^2 \quad (1-67)$$

Utilizando la transformación de Fortescue el IEEE Std. 1459 propone mediante (1-68) la descomposición de S_{e1} en su componente de secuencia positiva (S_1^+)(1-43) y en la potencia de desequilibrio (S_{U1}), compuesta por las secuencias negativa y cero, y por los productos cruzados de tensiones y corrientes fundamentales de secuencias diferentes, que se atribuyen al fenómeno de desequilibrio del sistema.

$$S_{e1}^2 = (S_1^+)^2 + S_{U1}^2 \quad (1-68)$$

La potencia aparente fundamental de secuencia positiva se divide a su vez en sus componentes en fase y en cuadratura, dando lugar a la potencia activa fundamental de secuencia positiva (P_1^+) y a la potencia reactiva fundamental de secuencia positiva (Q_1^+).

$$S_1^+ = \sqrt{(P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2} \quad (1-69)$$

P_1^+ representa el fenómeno de transferencia de energía útil, mientras que Q_1^+ representa el flujo de energía bidireccional causado por el fenómeno de desfase. P_1^+ y Q_1^+ se calculan mediante (1-70) y (1-71) respectivamente, donde θ_1^+ es el ángulo de desfase entre las componentes fundamentales de secuencia positiva de tensión y corriente.

$$P_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ \quad (1-70)$$

$$Q_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+ \quad (1-71)$$

La potencia aparente efectiva no fundamental (S_{eN}) se compone de tres términos. El primer término se define como la potencia efectiva de distorsión de corriente (D_{eI}), el segundo es la potencia efectiva de distorsión de tensión (D_{eV}), y el tercero es la potencia aparente efectiva armónica (S_{eH}). Los tres términos se definen en (1-72)-(1-73) y (1-74).

$$D_{eI} = 3V_{e1}I_{eH} \quad (1-72)$$

$$D_{eV} = 3V_{eH}I_{e1} \quad (1-73)$$

$$S_{eH} = 3V_{eH}I_{eH} \quad (1-74)$$

Se define la distorsión armónica total equivalente de corriente (THD_{eI}) como la relación entre I_{eH} e I_{e1} , definida en (1-76).

$$D_{eI} = 3V_{e1}I_{eH} = S_{e1} \frac{I_{eH}}{I_{e1}} = S_{e1}(THD_{eI}) \quad (1-75)$$

$$THD_{eI} = \frac{I_{eH}}{I_{e1}} \quad (1-76)$$

Se define la distorsión armónica total equivalente de tensión (THD_{eV}) como la relación entre V_{eH} y V_{e1} , definida en (1-78).

$$D_{eV} = 3V_{eH}I_{e1} = S_{e1} \frac{V_{eH}}{V_{e1}} = S_{e1}(THD_{eV}) \quad (1-77)$$

$$THD_{eV} = \frac{V_{eH}}{V_{e1}} \quad (1-78)$$

En función de los THD anteriores, S_{eH} podría escribirse tal y como se expresa en (1-79).

$$S_{eH} = 3V_{eH}I_{eH} = S_{e1} \frac{V_{eH}}{V_{e1}} \frac{I_{eH}}{I_{e1}} = S_{e1}(THD_{eV})(THD_{eI}) \quad (1-79)$$

Igualmente S_{eN} se escribiría como se expresa en (1-80).

$$S_{eN} = S_{e1} \sqrt{(THD_{eI})^2 + (THD_{eV})^2 + (THD_{eV} \cdot THD_{eI})^2} \quad (1-80)$$

Cabe destacar que estos THD son diferentes a los habitualmente computados por los equipos de medida puesto que se definen a partir de las corrientes y tensiones efectivas que se han establecido previamente.

S_{eH} (1-81) puede ser a su vez descompuesta en su parte activa, correspondiente a la potencia activa armónica (P_H) y su parte no activa (D_{eH}). Estos dos términos se calculan mediante (1-82) y (1-83) respectivamente.

$$S_{eH}^2 = P_H^2 + D_{eH}^2 \quad (1-81)$$

$$P_H = P - P_1 = \sum_{\substack{n \neq 1 \\ i=A,B,C}} V_{ih} I_{ih} \cos \theta_{ih} \quad (1-82)$$

$$D_{eH} = \sqrt{S_{eH}^2 - P_H^2} \quad (1-83)$$

La Figura 1-7 muestra un esquema resumen de la descomposición de potencias propuesta por la IEEE Std. 1459 en este tipo de sistemas.

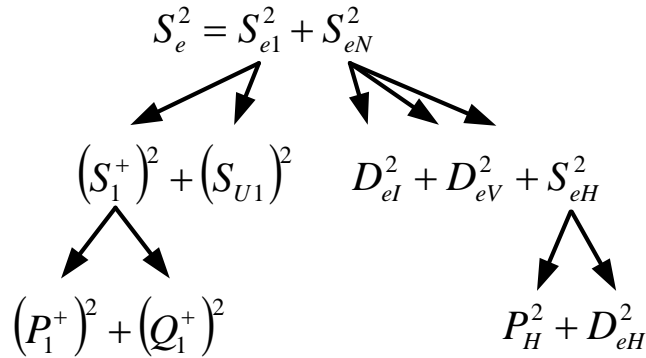


Figura 1-7 Esquema de potencias propuesta por la IEEE Std. 1459-2000.

Teniendo en cuenta todos los desarrollos realizados anteriormente se definen los siguientes factores de potencia:

- El factor de potencia efectivo relaciona la potencia activa con la potencia aparente efectiva (1-84).

$$P_{Fe} = \frac{P}{S_e} \quad (1-84)$$

- El factor de potencia fundamental de secuencia positiva relaciona la potencia activa fundamental de secuencia positiva con la potencia aparente fundamental de secuencia positiva (1-85).

$$P_{F1}^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+} \quad (1-85)$$

2. Introducción a los sistemas de generación eólica y convertidores electrónicos de conexión a red.

En el presente capítulo se da una introducción a los sistemas de generación eólica, situación actual a nivel mundial y configuraciones habituales, así como una pequeña introducción a los sistemas de minieólica. Asimismo, se presenta el modelado del sistema de generación eólica que será utilizado a lo largo de la presente tesis, en esta sección se desarrolla el modelo eléctrico del generador síncrono de imanes permanentes y se presenta el convertidor electrónico de conexión a red con topología *back-to-back*.

2.1. Fundamentos de los sistemas eólicos de generación.

El principio de funcionamiento de los sistemas eólicos de generación es la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica o eléctrica. Los sistemas de generación eólica modernos, independientemente del tipo que sean, constan básicamente de tres elementos:

- Turbina eólica: elemento que interactúa con el viento para capturar la energía cinética y transferirla al generador eléctrico.
- Generador eléctrico: elemento encargado de realizar la conversión de la energía mecánica capturada del viento a energía eléctrica.
- Sistema electrónico de potencia: encargado de adaptar la energía eléctrica obtenida del generador para su uso en las cargas o la red eléctrica.

El aprovechamiento de la energía cinética del viento para generar otro tipo de energía no es una idea nueva, la primera información fiable ubica la utilización de molinos de viento en la región de Seistán, frontera de Afganistán y Persia, y data del 644 A.C.; sin embargo, hay historiadores que mantienen la hipótesis de que los egipcios ya hacían uso de dichos sistemas de aprovechamiento de la energía eólica hace 3000 años. Los molinos de viento modernos encuentran su origen en Europa, donde la primera referencia a un molino de eje horizontal data del año 1180. A principios del siglo XIX, los colonos, británicos y holandeses, llegados al continente americano hacían uso de molinos de viento europeos, los cuales tuvieron gran importancia para los asentamientos del medio oeste donde fueron utilizados para bombeo de agua.

Con la construcción de las primeras centrales de generación eléctrica en Nueva York (1882) y Berlín (1884) se dio inicio a la utilización de electricidad a gran escala, a partir de ese momento la tecnología de las centrales generadoras evolucionó rápidamente y para inicios del siglo XX la mayor parte de las principales ciudades en los países industrializados tenían servicio eléctrico. El primer intento sistemático de generación de energía eléctrica a partir de turbinas eólicas se encuentra en

Dinamarca, donde en 1891 Poul La Cour, a solicitud del gobierno danés que quería resolver la problemática de electrificar las zonas rurales, desarrolló una turbina eólica experimental que además resolvía el problema del almacenamiento de la energía generando hidrógeno a partir de la corriente eléctrica generada. Con el comienzo de la primera guerra mundial en 1918, el precio de los combustibles aumentó drásticamente, lo cual ayudó al éxito del invento de La Cour. En 1920 el físico alemán Albert Betz, director del Instituto de Investigación de Aerodinámica, demostró de forma teórica que el aprovechamiento máximo de la energía contenida en el viento haciendo uso de una turbina eólica con un área de barrido circular era del 59.3%, y unos años más tarde H. Glauert completó la formulación teórica de Betz que sigue siendo válida a día de hoy, y que permite diseñar los rotores de forma fiable. Al término de la segunda guerra mundial el precio de los combustibles volvió a caer haciendo que la generación eléctrica a partir de turbinas eólicas no fuera económicamente competitiva, por lo que los operadores de las redes eléctricas dejaron de invertir fondos en el desarrollo de los aerogeneradores. Fue en 1973, con el inicio de la llamada crisis energética por el embargo de petróleo por parte de la OPEP, cuando los países occidentales industrializados vieron en los aumentos del precio de los combustibles la gran dependencia que sus economías tenían de la importación de esta fuente de energía y tomaron la decisión de diversificar la generación de energía para reducir la dependencia de los combustibles. Entre 1973 y 1990, varios gobiernos financiaron grandes proyectos de sistemas de generación eólica; sin embargo, una nueva caída en el precio de los combustibles, el incremento a los impuestos por la inyección de energía proveniente de sistemas eólicos de generación y la reducción de incentivos fiscales, frenó considerablemente la instalación de nueva capacidad de generación. No fue hasta principios de los años 2000 que el sector volvió a cobrar interés, debido a un nuevo incremento en los precios de los combustibles y a la concienciación por los efectos medioambientales de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles [40].

2.2. Situación actual de los sistemas de generación eólica

Las necesidades energéticas a nivel global aumentan cada año y, a su vez, aumenta la preocupación por el daño que provoca al medio ambiente la generación de energía a partir de los combustibles fósiles, que se presentan actualmente como la principal fuente de generación de energía; por lo que los gobiernos mundiales se han visto en la necesidad de plantearse una transición energética a un modelo que deje de depender únicamente dichas fuentes de energía, a la vez que sea capaz de seguir satisfaciendo la demanda de energía. Ante esta situación, la instalación y desarrollo de centrales de generación eléctrica a partir de energías limpias y renovables ha ganado importancia durante la década transcurrida entre 2005 y 2015 la contribución de las energías renovables al total de la energía consumida a nivel mundial fue la que tuvo el mayor crecimiento (Figura 2-1), de acuerdo un reporte de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) [41].

Growth in Global Renewable Energy Compared to Total Final Energy Consumption (TFEC), 2005-2015

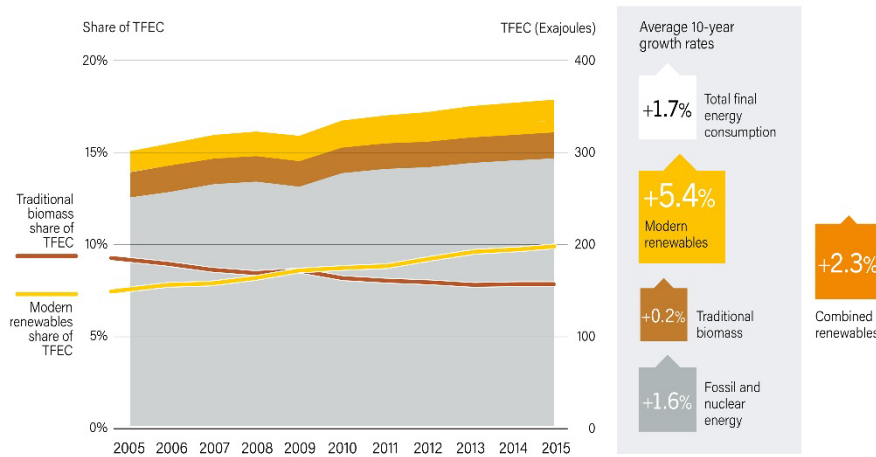


Figura 2-1 Crecimiento a nivel mundial de energías renovables en función del consumo energético total (Fuente IEA)

En la década transcurrida entre 2007 y 2017, la capacidad de generación de energías renovables ha visto un crecimiento de más del 100%, pasando de los 100 GW a los 207 GW instalados [41].

En Europa la energía eólica en 2018 ha alcanzado los 178.8 GW instalados, como se puede ver en la Figura 2-2, llegando a significar la segunda capacidad de generación más grande, únicamente por detrás de las centrales de gas natural, con previsiones de ser la primera capacidad de generación en Europa en 2019 según reportes de Wind Europe [42].

Total power generation capacity in the European Union 2008-2018

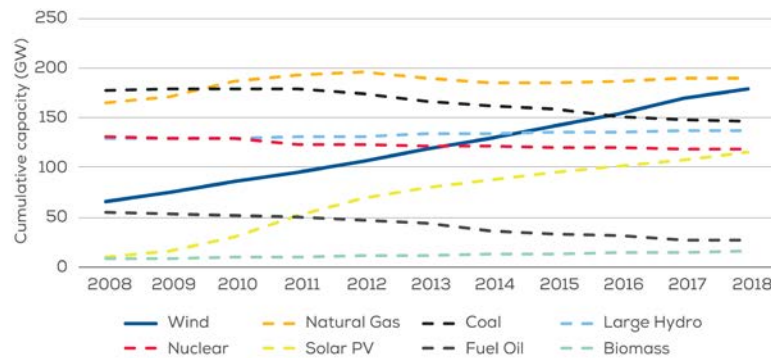


Figura 2-2 Capacidad de generación por tecnología en la UE (Fuente Wind Europe)

Durante 2017 la capacidad global de generación a partir de fuentes renovables tuvo su mayor incremento en la historia, creciendo un 9% respecto a 2016. Los sistemas de generación a partir de energías renovables representaron el 70% de las nuevas instalaciones conectadas a red, a nivel

mundial, gracias a la mejora de la relación costo-energía principalmente de la energía solar fotovoltaica y de la energía eólica [41].

Dentro del conjunto de los sistemas de generación a partir de fuentes renovables, la energía eólica es la que mayor crecimiento ha tenido en las últimas décadas; gracias a la relación entre densidad de energía y precio. Desde 2010 el coste de generar energía con sistemas de generación eólica en tierra (*on-shore*) se ha reducido una cuarta parte, según reportes de la IRENA (Agencia Internacional de Energía Renovable, por sus siglas en inglés), el coste de generar electricidad a partir de sistemas de generación eólica podría caer a los 3 céntimos de dólar por kWh, para el año 2020. En la Figura 2-3 se muestra que en 2017 el costo medio a nivel mundial de una instalación de generación eólica ha sido de 6 céntimos de dólar por kWh, mientras que las subastas más recientes para adjudicar instalaciones han sido de 4 céntimos de dólar por kWh, siendo el rango de coste de generación por combustibles fósiles de 5 a 17 céntimos de dólar por kWh [43].

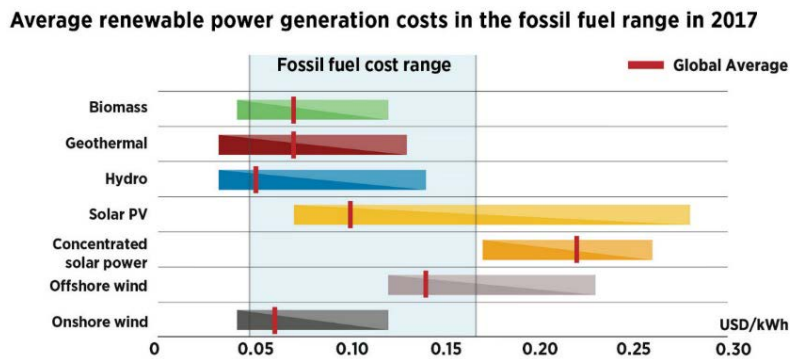


Figura 2-3 Precio medio de generación con energías renovables frente a combustibles fósiles (Fuente IRENA)

Gracias a los avances en la técnica de construcción de turbinas, generadores y convertidores electrónicos de potencia; así como a las prácticas competitivas de desarrolladores cada vez más experimentados, se espera que las recientes reducciones en costes se mantengan, haciendo que todos los sistemas comerciales de generación basados en fuentes renovables sean competitivos frente a los combustibles fósiles para 2020, siendo la eólica en tierra actualmente competitiva [43].

2.3. Tipos de sistemas de generación eólica.

Los sistemas eólicos de generación se dividen de forma general en dos categorías, en función de la posición del eje de giro del rotor respecto al viento incidente: sistemas de eje horizontal y sistemas de eje vertical. Los sistemas de eje horizontal son los más comunes en la gran eólica, debido a su mayor eficiencia y fiabilidad. Si bien existen estudios que indican que los sistemas de eje vertical podrían generar más energía que los sistemas de eje horizontal haciendo uso de la misma superficie,

aumentando así la relación de energía generada por m^2 , dichos sistemas son más comunes en la minieólica, ya que son más fáciles de instalar en entornos urbanos.

2.3.1. Sistemas eólicos de generación de eje vertical

Los molinos de viento utilizados en la antigüedad por los persas y afganos eran de eje vertical, estos primeros molinos tenían un diseño que hacía uso únicamente de la fuerza de arrastre; el molino estaba parcialmente cubierto haciendo que el viento circulara por la zona descubierta, el empuje del viento sobre las palas generaba un par mecánico. En las turbinas eólicas de eje vertical modernas hay dos tipos básicos de diseños los basados en el aprovechamiento de la fuerza de arrastre y los basados en la fuerza de sustentación. En la Figura 2-4 se pueden observar tres de los modelos más comunes de eje vertical:

- a) Rotor Savonius: hace uso de la fuerza de arrastre, el principio de funcionamiento es hacer uso de la fuerza del viento incidente en las palas del rotor, con un perfil de incidencia plano, para generar energía mecánica. Este diseño tiene mejores prestaciones en zonas de vientos bajos. De forma general, suelen utilizarse para fines mecánicos como bombeo de agua y no para generación eléctrica dada su baja velocidad de giro.
- b) Rotor Darrieus: hace uso de la fuerza de sustentación, sus palas son curvas y están diseñadas de tal forma que rota siguiendo un modelo de curva de troposkina. Su diseño suele ser de dos o tres palas, suele estar a altura del suelo lo cual hace que el viento incidente pueda contener muchas turbulencias.
- c) Rotor H: es una variante del rotor Darrieus, en el cual las palas son rectas y rectangulares, en lugar de curvas. Tiene algunas ventajas sobre el rotor, al estar colocado a mayor altura, que los Darrieus comunes, aprovecha un viento con menos turbulencias generando más energía; las palas son más sencillas y económicas de construir. Sin embargo, también tiene desventajas frente al rotor Darrieus, como pérdidas por la forma de las palas que se traduce en una menor eficiencia.

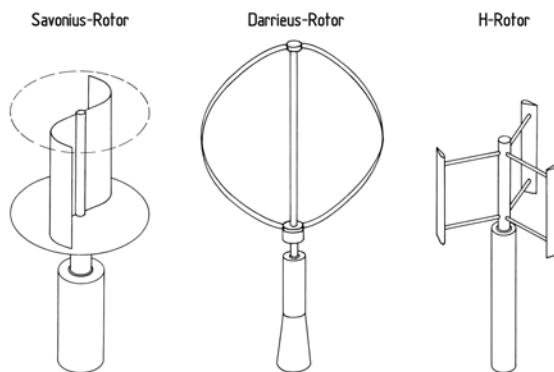


Figura 2-4 Sistemas de generación eólica de eje vertical: a) Savonius b) Darrieus c) Rotor H

Los sistemas de rotor vertical presentan las ventajas de no necesitar una torre ni un sistema de orientación, ya que el viento incide sobre las palas sin importar su dirección, asimismo, no es necesaria una torre para un instalación por lo que el mantenimiento es más sencillo gracias a que todos los elementos de generación se encuentran a nivel del suelo; sin embargo, algunos de estos diseños no son capaces de auto arrancarse, siendo necesario un sistema externo de excitación para el arranque, su eficiencia general no es muy alta y los vientos a nivel del suelo son generalmente bajos y turbulentos por la rugosidad del terreno, para la captación de vientos más estables es necesaria la instalación en una torre lo que aumenta el coste total.

2.3.2. Sistemas eólicos de generación de eje horizontal

Los sistemas de eje horizontal siguen un diseño de hélice. Si bien existen diseños variados que buscan aumentar la eficiencia de los sistemas, la gran mayoría de los sistemas de eje horizontal instalados y comercializados son diseños de este tipo. Es el diseño empleado a los molinos de viento europeos y americanos; además, gracias a que la tecnología de hélices se encuentra en un estado más avanzado, frente a los sistemas de eje vertical, y la eficiencia total del sistema puede ser controlada modificando las características aerodinámicas de las palas, es el diseño predominante en el mercado actual de los sistemas de generación de energía eólica.

Dado que a lo largo de la presente tesis se hará referencia a sistemas de generación eólica de eje horizontal, se hace una descripción más detallada de los elementos que integran dichos sistemas. En la Figura 2-5 siguiente se muestra un esquema general de los sistemas de generación de eje horizontal, algunos elementos pueden no incluirse dependiendo de las características de la instalación. El esquema muestra el rotor (1), elemento al cual se encuentran unidas las palas (2), en el punto de unión del rotor y las palas se tiene el sistema de control de ángulo de las palas (3). A continuación, se tiene la góndola (4), elemento que contiene: el eje (5) que conecta la turbina eólica con la caja multiplicadora (6), o bien en sistemas de acoplamiento directo con el generador eléctrico (7); el sistema del eje suele tener un freno mecánico (8) para paradas de emergencia. Los sistemas de protección eléctrico y electrónico de potencia y control (9), pueden encontrarse en la góndola o bien en la base de la torre (10), esta sostiene el sistema entero y su diseño y materiales de construcción varían. La torre y la góndola se encuentran unidos por medio del sistema de orientación (11), que permite a la góndola rotar sobre la torre para posicionarse correctamente respecto al viento o bien desorientarse para perder aerodinámica. Por dentro de la torre se llevan los conductores (12) hasta el punto de conexión a red (13), para dar estabilidad a la estructura la torre es construida sobre una cimentación (14).

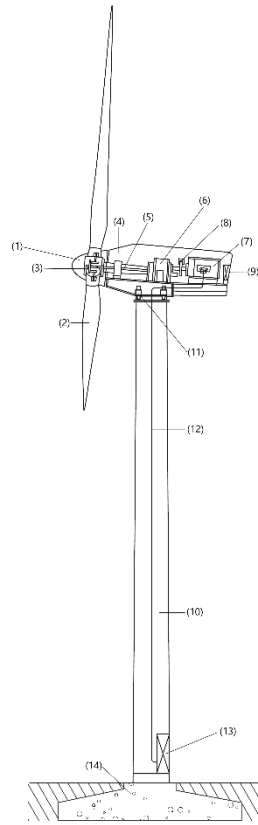


Figura 2-5 Esquema general de los sistemas de generación eólica de eje horizontal

Los molinos americanos, utilizados para bombeo de agua, son sistemas de eje horizontal multipala con velocidades de giro bajas. Los sistemas modernos de eje horizontal suelen tener entre dos y tres palas, buscando un compromiso entre el factor económico y la eficiencia del sistema; estos sistemas suelen operar a altas velocidades de giro, por lo que algunas de las topologías más comunes incluyen una caja multiplicadora, que transfiere la energía mecánica al generador eléctrico por medio de un conjunto de engranajes que permiten al generador girar a una velocidad menor que la del rotor de la turbina. Los constructores de turbinas hacen uso de los avances más recientes en los sistemas reductores, diseño de palas y mejoras estructurales para reducir la masa total y coste neto, con la finalidad de aumentar la eficiencia de los sistemas y su vida útil. Sin embargo, el uso de una caja multiplicadora significa más pérdidas en el sistema, por lo que la tendencia es construir sistemas directos, sin caja multiplicadora, en conjunto con generadores eléctricos con un elevado número de polos. En la Figura 2-6 se muestran tres conceptos importantes para el diseño de los sistemas de eje horizontal: el área de barrido, el radio del rotor y la altura del rotor.

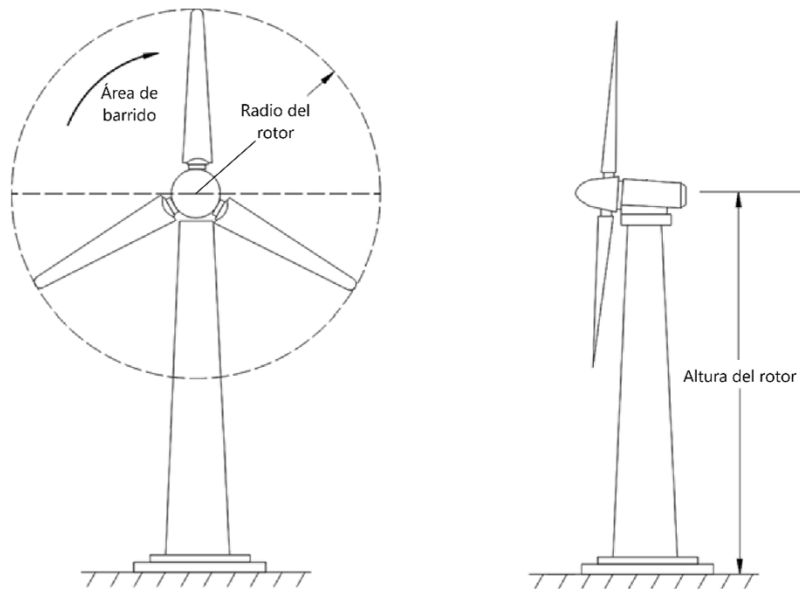


Figura 2-6 Sistema eólico de generación de eje horizontal

Como será visto más adelante, la energía generada por una turbina eólica dependerá del área de barrido, la cual es una función del radio del rotor. De la altura del rotor dependen factores como la densidad del aire y la estabilidad del viento.

Los sistemas de eje horizontal se subdividen en dos tipos: a sotavento y a barlovento, esta clasificación indica la orientación que tiene el sistema respecto al viento. En la Figura 2-7 se muestran los sistemas (a) a barlovento, que se orientan en dirección contraria al viento; y (b) a sotavento que se orientan siguiendo la dirección del viento.

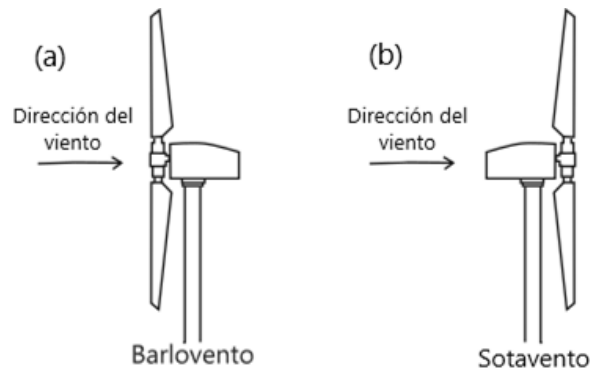


Figura 2-7 Sistemas de eje horizontal (a) a barlovento y (b) a sotavento

La presente tesis tiene su aplicación en sistemas de generación de pequeña eólica de eje horizontal, por lo tanto, a continuación se presenta una pequeña introducción a los sistemas de minieólica.

Asimismo, a partir de este punto el desarrollo que se realiza sobre los sistemas de generación eólicos se refiere exclusivamente a sistemas de eje horizontal a menos que se indique lo contrario.

2.4. Pequeña eólica

La tercera edición del estándar IEC 61400-2:2013, de la Comisión Internacional de Electrotecnia, define la pequeña eólica como sistemas de generación eólica con un área de barrido menor a 200 m², que generen una tensión menor de 1 kV en alterna o 1.5 kV en continua, independientemente de si se trata para sistemas aislados o con conexión a red [44]. Este estándar define como pequeña eólica a los sistemas con capacidad nominal, aproximada, menor de 50 kW. La pequeña eólica representa una alternativa atractiva para el bombeo de agua y electrificación de zonas aisladas de centros urbanos sin acceso a la red eléctrica comercial, tanto en funcionamiento aislado como en una pequeña red junto con otros generadores distribuidos como pueden ser solar fotovoltaica, pequeña hidráulica y generadores de diésel. Sin embargo, es un mercado de nicho y no está tan desarrollado como otras tecnologías de generación a partir de energías renovables, si bien en pequeña eólica se pueden encontrar varios modelos distintos de sistemas de generación. En la Figura 2-8 se muestra el modelo más extendido que es de eje horizontal, con tres palas y un generador de imanes permanentes. Dado que los controles mecánicos activos son económicamente inviables para la minieólica, los sistemas suelen hacer uso de sistemas mecánicos pasivos para control de orientación y protección de las turbinas; los sistemas pasivos de orientación permiten a la turbina girar sobre la torre para enfrentar al viento de acuerdo a su clasificación (sotavento o barlovento), mientras los sistemas de protección buscan la pérdida de eficiencia de la turbina e incluyen el control pasivo de ángulo de pala y sistemas de desorientación del generador (*furling*).

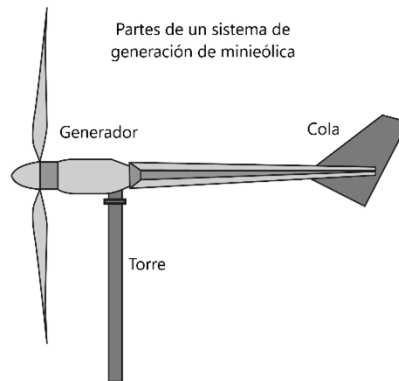


Figura 2-8 Sistema de generación de pequeña eólica

Gracias a la disponibilidad de viento en todo el mundo, la minieólica representa una opción viable para la generación de energía eléctrica en muchos países, ya sea para operar de forma aislada, conectados a red o a una micro red. Si bien en los sistemas aislados es posible determinar la tensión de trabajo (a mayor tensión la eficiencia es mayor), la mayor parte de los sistemas aislados de

minieólica trabajan en baja tensión. En estos sistemas aislados el banco de baterías debe ser diseñado en función de la necesidad energética y la disponibilidad de recurso eólico. El esquema general de un sistema aislado se presenta en la Figura 2-9.

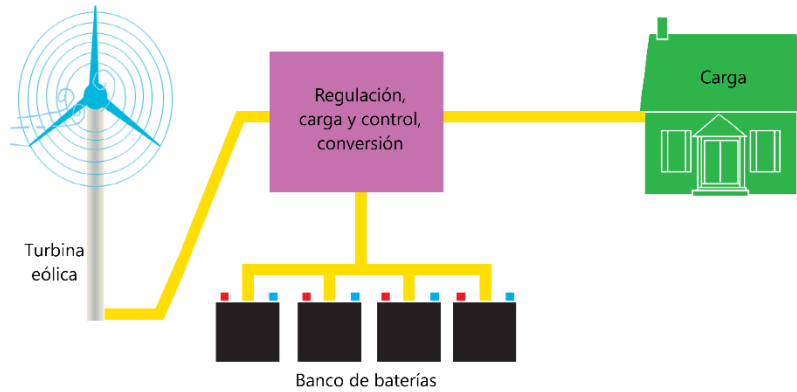


Figura 2-9 Sistema de generación eólica aislado

La conexión de distintos sistemas de generación, renovables y no renovables, genera una micro red capaz de generar el total de la demanda de energía de las cargas, en la Figura 2-10 se presenta un esquema general de esta topología de red. El uso de generadores basados en fuentes no renovables permite reducir el banco de baterías manteniendo la capacidad del sistema para satisfacer la demanda energética.

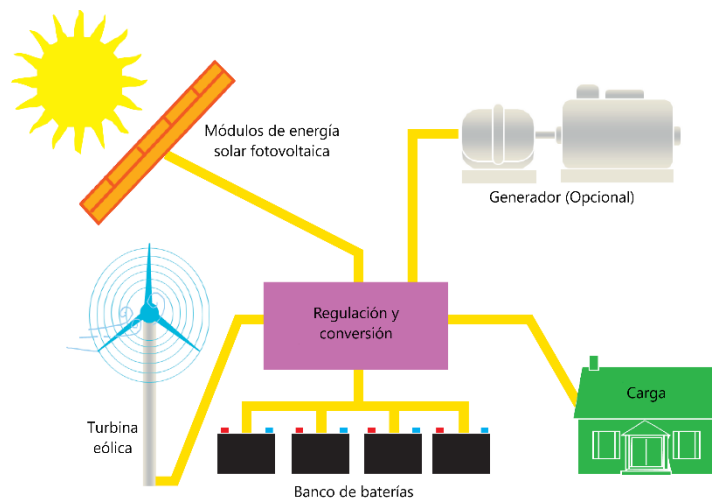


Figura 2-10 Sistema de generación distribuida aislado

Finalmente, en la Figura 2-11 se muestra el esquema de conexión a la red de distribución eléctrica. Esta topología hace uso de un inversor para la conexión a red. Estos dispositivos electrónicos de potencia se encargan de adaptar la energía generada, para tener la misma amplitud, frecuencia y fase

que la tensión de red aportando de esta forma potencia activa. Asimismo, los inversores aíslan a los sistemas de generación distribuidos en caso de fallo de red. Si el diseño del sistema lo permite éste puede trabajar en modo isla hasta que el evento de fallo de red haya pasado y pueda volver a conectarse.

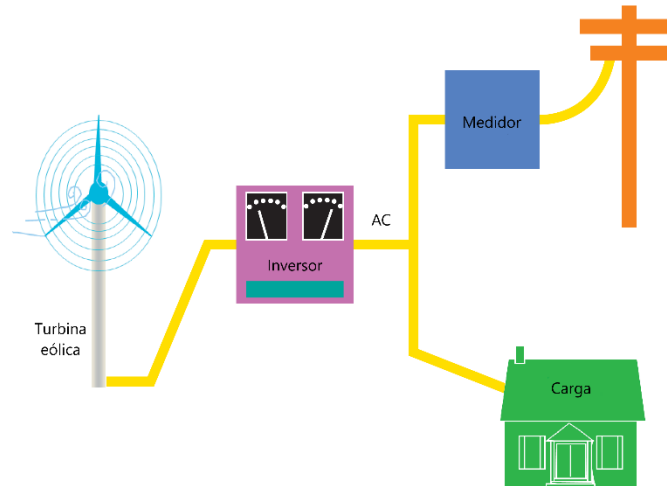


Figura 2-11 Sistema de generación eólica con conexión a red

Como se ha comentado anteriormente, el mercado de la pequeña eólica es un mercado de nicho y la información disponible sobre capacidad instalada no es tan completa como lo es para la gran eólica. Aunque es relativamente más nuevo, respecto a los sistemas de pequeña eólica aislados, el mercado de la pequeña eólica con conexión a red ha crecido en lugares con acceso a una red de distribución, altos precios de la energía eléctrica y recurso eólico. Incluso hay países con incentivos económicos para la conexión a red. La Asociación Mundial de la Energía Eólica (WWEA, por sus siglas en inglés) estima, en su reporte de 2017, que el mercado de la pequeña eólica había alcanzado una capacidad instalada de 945 MW en 2015, con un crecimiento del 14% respecto a 2014 y alrededor de 1 millón de unidades instaladas a nivel mundial.

2.5. Funcionamiento de los sistemas de generación eólica

Los sistemas de generación de energía eólica buscan aprovechar la energía cinética del viento para, en primer lugar, convertirla en energía mecánica que después es convertida en energía eléctrica.

Al incidir el viento sobre las palas de la turbina eólica, la velocidad relativa del viento sobre la pala genera fuerzas de sustentación o arrastre, las cuales hacen girar la turbina. Hay diseños de turbinas que ocupan como principio cualquiera de éstas dos fuerzas, sin embargo, las fuerzas de sustentación son las de mayor uso, algunas ventajas de éstas fuerzas son las siguientes: mayor coeficiente de potencia, mayores velocidades de giro, y menor empuje sobre la estructura.

La energía cinética del viento puede ser expresada por la ecuación de la energía que posee una masa m que se mueve con una velocidad v :

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2-1)$$

Para el cálculo de la potencia a partir de la energía se deriva la expresión respecto al tiempo:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad (2-2)$$

Donde \dot{m} es el flujo de la masa de aire por segundo y se expresa como:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (2-3)$$

Donde ρ es la densidad del aire; A es el área barrida por las palas de la turbina y v es la velocidad del viento.

Considerando el flujo de aire que atraviesa el área de barrido de las palas, se obtiene la potencia:

$$P_w = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2-4)$$

La potencia extraída del viento, convertida en energía mecánica, puede expresarse como la diferencia entre la potencia que posee antes y después de haber incidido en la turbina. En la Figura 2-12 se muestra la interacción de una masa de aire con la turbina eólica. La masa de aire se mueve por un área determinada con una velocidad, al incidir en la turbina pierde velocidad y la masa de aire se dispersa, por lo que se amplía el área por la que fluye el aire.

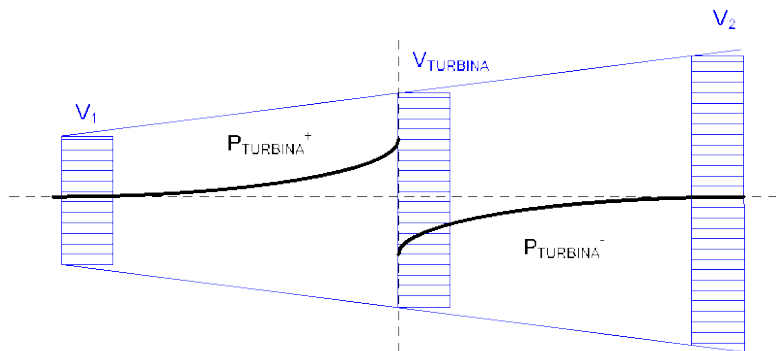


Figura 2-12 Interacción del viento con el aerogenerador

A partir de (2-5) puede expresarse la potencia extraída como la diferencia generada por la interacción entre la masa de aire y la turbina eólica.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad (2-5)$$

Donde las variables A y v son el área por la que se mueve el viento y la velocidad del viento, respectivamente; el subíndice 1 indica que la variable corresponde a la magnitud antes de la turbina eólica y el subíndice 2 indica que se hace referencia a la magnitud después de la turbina eólica.

Dado que el flujo de aire se mantiene constante puede obtenerse la siguiente expresión:

$$\rho_1 A_1 v_1 = \rho A v = \rho_2 A_2 v_2 \quad (2-6)$$

Operando con esta igualdad en la ecuación de potencia, se obtiene:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad (2-7)$$

Por lo tanto la potencia será máxima cuando v_2 sea cero, sin embargo esto significaría que el viento es atrapado en su totalidad por la turbina impidiendo el flujo de más.

Para expresar la potencia extraída por el sistema también se puede hacer uso de la ley de conservación del movimiento, donde la fuerza ejercida por el viento es (2-8):

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (2-8)$$

La potencia mecánica extraída se define como el producto de la fuerza por la velocidad y puede ser expresada como (2-9):

$$P_m = \dot{m}(v_1 - v_2)v \quad (2-9)$$

Considerando (2-3), se obtiene:

$$P_m = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad (2-10)$$

Igualando las expresiones (2-7) y (2-10):

$$\frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) = \rho A v (v_1 - v_2)v \quad (2-11)$$

De donde es posible obtener la expresión de la velocidad del viento en la turbina v , expresada como la media de las velocidades de viento anterior y posterior a la turbina:

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (2-12)$$

Al sustituir la expresión (2-12) en la potencia mecánica (2-7):

$$P_m = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (2-13)$$

A partir de expresar a partir de las ecuaciones (2-4) y (2-13) es posible definir el coeficiente de potencia (C_p), que expresa la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible en el viento antes de la interacción con la turbina.

$$C_p = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (2-14)$$

Expresando el coeficiente de potencia en función a la relación entre las velocidades v_1 y v_2 , se puede obtener el valor máximo del coeficiente por medio de (2-15):

$$C_p = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \quad (2-15)$$

Haciendo un cambio de variable:

$$a = \frac{v_2}{v_1} \quad (2-16)$$

$$C_p = \frac{1}{2} [1 - a^2][1 + a] \quad (2-17)$$

Y derivando la expresión respecto de a , se obtiene que el máximo se encuentra cuando la relación es $a = \frac{1}{3}$, por lo que el $C_{p_{max}} = 0.59259$. Este máximo es también conocido como límite de Betz.

De esta forma, la potencia extraída se expresa como la potencia disponible afectada por el coeficiente de potencia:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2-18)$$

El C_p de un sistema depende de sus características constructivas, como son por ejemplo la orientación del eje del rotor, el número de palas, el perfil aerodinámico de estas, etc.; siempre manteniéndose por debajo del límite de Betz. La Figura 2-13 muestra una comparación de los rendimientos posibles dependiendo del tipo de turbina:

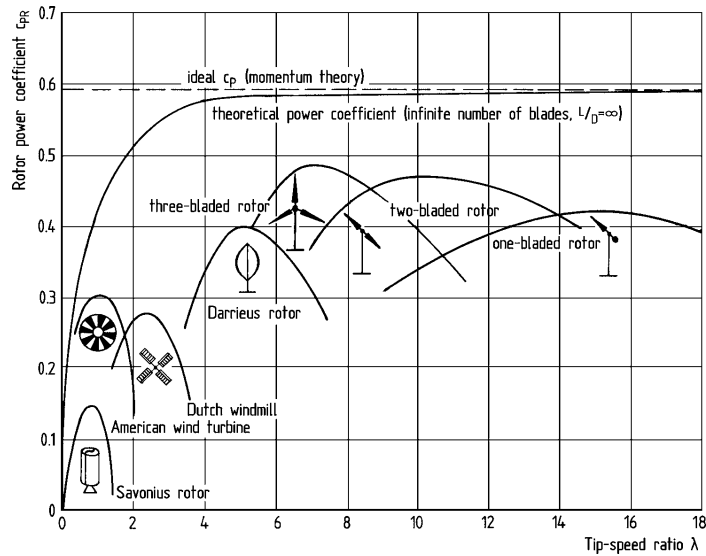


Figura 2-13 Coeficiente de potencia de distintas configuraciones de rotor

El C_p de un sistema depende de dos factores: el ángulo de pitch de pala (β) y la relación de velocidad pala/viento (λ). A partir del C_p , λ y β se puede generar la curva característica λ - C_p de una turbina eólica. En la Figura 2-14 se muestra una curva λ - C_p [45].

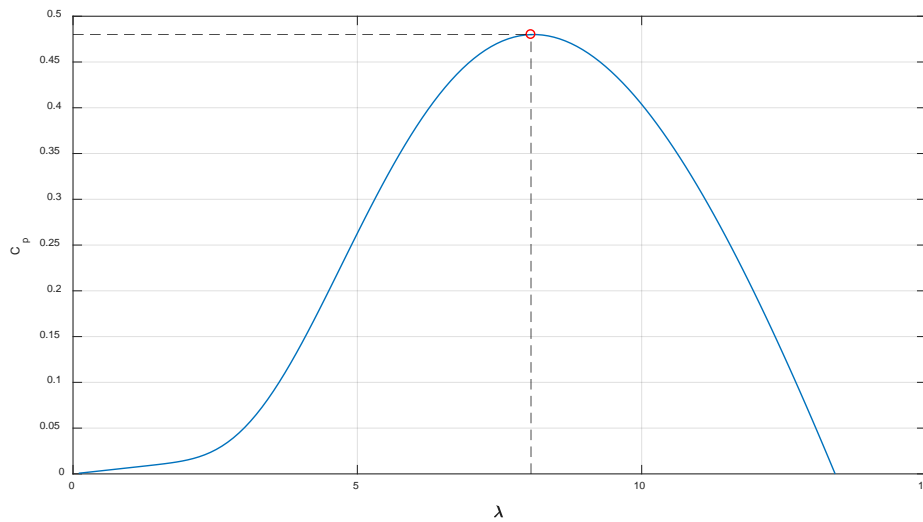


Figura 2-14 Curva genérica λ - C_p de una turbina eólica con el punto de máxima potencia

En la Figura 2-14 puede observarse que para la curva característica existe un valor de C_p máximo ($C_{p_{max}}$) obtenido a un valor determinado de λ , llamado lambda óptima (λ_{opt}), este punto de

operación corresponde al máximo aprovechamiento que una turbina eólica puede hacer de la potencia disponible en el viento.

El ángulo de pitch de pala es el ángulo con el que se presentan las palas de la turbina frente al viento, la variación de dicho ángulo modifica la respuesta aerodinámica de la turbina con lo cual se modifica el rendimiento de la turbina como puede observarse en la Figura 2-15.

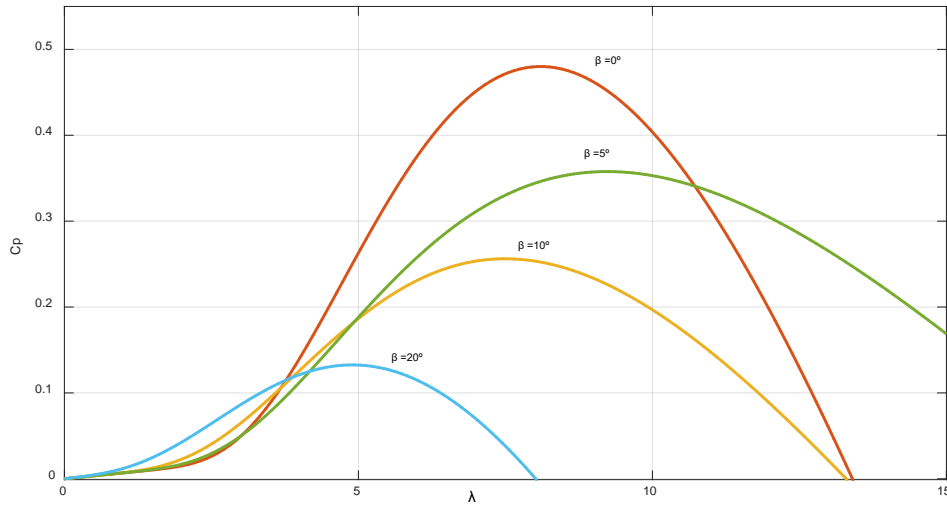


Figura 2-15 Conjunto de curvas λ - C_p en función del ángulo de pala

La relación de velocidad es, como lo indica su nombre, la relación que existe entre la velocidad del viento y la velocidad de giro de la turbina. Esta relación se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{v_{tip}}{v} = \frac{r\omega_r}{v} \quad (2-19)$$

Donde v_{tip} es la velocidad de giro de la punta de la pala; r es el radio desde el centro del rotor hasta la punta de la pala; y ω_r es la velocidad mecánica de giro del rotor en radianes por segundo. A partir de (2-19) se puede obtener una familia de curvas de potencia en relación a la velocidad de giro de la turbina que varían en función de la velocidad de viento, mostradas en la Figura 2-16.

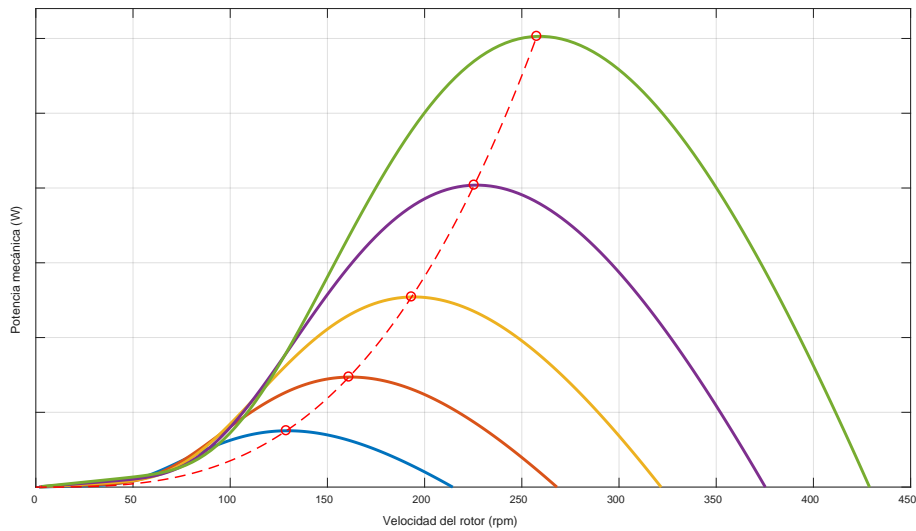


Figura 2-16 Conjunto de curvas ω -P en función de la velocidad de viento

La Figura 2-16 presenta un conjunto de curvas de potencia genéricas para una turbina eólica en las que se puede apreciar cómo cada una de las curvas posee un punto máximo, llamado punto de máxima potencia, que varía en función de la velocidad de viento y se encuentra a una velocidad de giro del rotor determinada.

A partir de la potencia aprovechable es posible definir el par producido por el rotor de la turbina de acuerdo a la expresión (2-20):

$$T_r = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 C_q(\lambda) v^2 \quad (2-20)$$

Donde C_q es el coeficiente de aprovechamiento de par, que puede ser determinado por la siguiente expresión:

$$C_q = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda} \quad (2-21)$$

En la Figura 2-17 se presenta la comparativa del coeficiente de par en función del tipo de turbina.

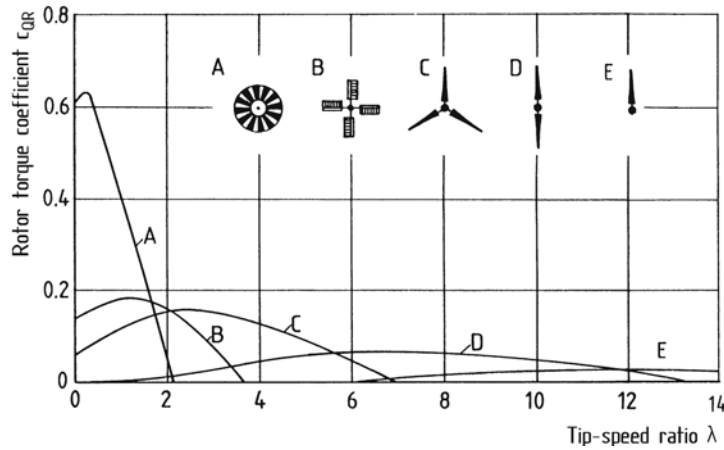


Figura 2-17 Comparativa de coeficiente de par por tecnología de turbina

Como ha sido mencionado el aprovechamiento de la potencia disponible en el viento depende de la velocidad del viento y de la velocidad de giro de la turbina eólica, a continuación se describen los sistemas de generación eólica clasificados por su régimen de trabajo en velocidad fija y en velocidad variable.

2.5.1. Sistemas de generación eólica de velocidad fija y de velocidad variable

Los sistemas eólicos de generación, independientemente de la orientación de su eje, pueden ser clasificados en sistemas de velocidad fija y sistemas de velocidad variable. Históricamente los sistemas eólicos de generación han sido de velocidad fija, dadas las limitaciones en la tecnología de máquinas eléctricas y de electrónica de potencia.

En los sistemas de velocidad fija la velocidad de giro de la turbina está determinada por la frecuencia eléctrica requerida de acuerdo a la finalidad del sistema, la frecuencia de red para el caso de sistemas con conexión a la red eléctrica, el número de pares de polos, el deslizamiento de la máquina y la relación de la caja multiplicadora. Por lo tanto, un cambio en la velocidad de viento genera un cambio en la potencia de salida del sistema, pero no en la velocidad de giro del mismo; sistemas de control para modificar la respuesta aerodinámica de las palas pueden ser necesarios para optimizar el funcionamiento del sistema de generación.

Los sistemas de velocidad variable son capaces de girar a una velocidad tal que permita obtener un control sobre el λ del sistema, modificando el punto de operación del sistema y variando la potencia generada. Para la conexión de este tipo de sistemas a la red es necesario hacer uso de un convertidor de potencia que adapte la pulsación eléctrica variable del generador a la pulsación eléctrica de la red. Dichos convertidores, como todo sistema electrónico, se diseñan con un límite máximo de funcionamiento que no debe ser superado para evitar daños. Esta característica del sistema ayuda a

definir las cuatro zonas de funcionamiento de un generador eólico que se muestran en la Figura 2-18.

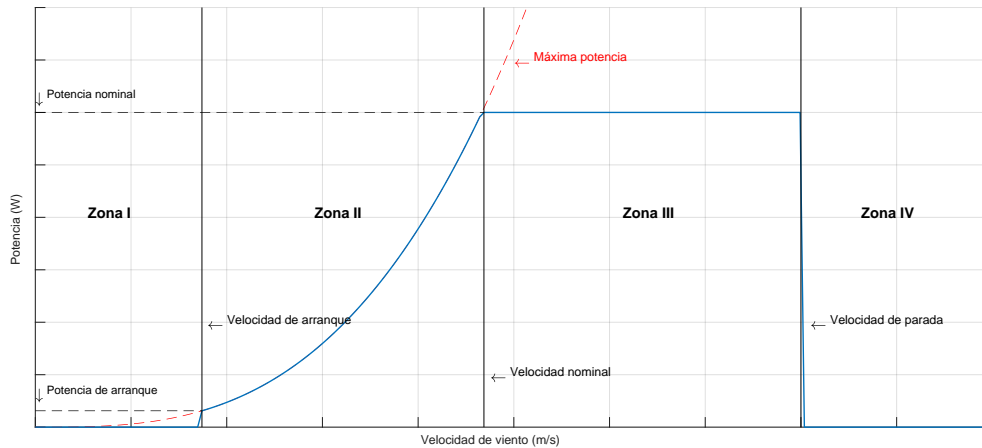


Figura 2-18 Zonas de operación de un aerogenerador

- **Zona I**
Durante la cual la velocidad de arranque no se ha alcanzado, en estas velocidades la energía disponible en el viento no es suficiente para generar el par de arranque del generador.
- **Zona II**
La velocidad de giro del rotor se ajusta para optimizar el sistema de generación. La zona está definida entre la velocidad de arranque y la velocidad a la cual se alcanza la potencia nominal del sistema de generación.
- **Zona III**
Definida entre la velocidad a la que se obtiene la potencia nominal del sistema y la velocidad de parada, en esta zona se desestima el punto de máxima potencia manteniendo la extracción en el valor nominal. La velocidad se controla de forma que la potencia extraída permanezca constante.
- **Zona IV**
Al alcanzarse la velocidad de parada el sistema se frena para evitar daños. Durante el funcionamiento en esta zona la única energía que queda en el sistema es la correspondiente a la inercia del mismo, por lo que al igual que la zona I se considera una zona de producción nula.

2.6. Topologías de los sistemas eólicos de generación con conexión a red

Otro elemento principal de un sistema de generación eólica que tiene varias configuraciones es el generador eléctrico, este elemento es el encargado de convertir la energía mecánica generada por la turbina eólica en energía eléctrica. Existen varias topologías de generador eléctrico las cuales presentan beneficios y desventajas. En los sistemas modernos de generación de energía eólica los cuatro tipos de generadores eléctricos más comunes son: generador de inducción, generador de

inducción de doble bobinado, generador síncrono de rotor bobinado y generador síncrono de imanes permanentes. A continuación se presentan a grandes rasgos las características de cada generador y las configuraciones habituales de los convertidores electrónicos de potencia utilizados para su conexión a red.

2.6.1. Generador de inducción de jaula de ardilla (IG)

En los generadores de inducción (Figura 2-19) el flujo magnético del rotor es controlado por el estator, en una de las topologías más usadas se utiliza un convertidor *back-to-back*, el cual permite el flujo bidireccional de potencia activa y reactiva, ya que éste tipo de generadores requiere alimentación de potencia reactiva suministrada por la red. En este caso el convertidor debe ser dimensionado para soportar la potencia máxima del generador. Son generadores relativamente baratos, robustos y requieren poco mantenimiento.

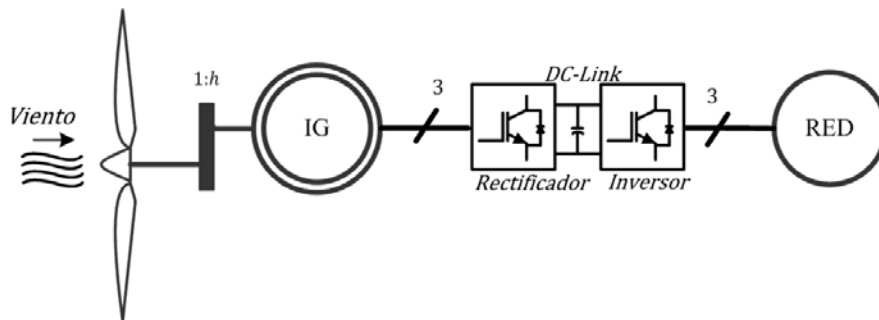


Figura 2-19 Configuración de generador de inducción

2.6.2. Generador de inducción de doble bobinado (DFIG)

El generador de doble bobinado es un generador que cuenta con bobinados en ambos elementos, estator y rotor. En esta configuración parte de la potencia nominal es manejada por el convertidor del circuito de rotor, y el resto por el estator que se encuentra conectado directamente a la red. Mediante el convertidor se controla la frecuencia del circuito de rotor y por consiguiente la velocidad de rotación. Típicamente permite una variación de velocidad del $\pm 30\%$ de la velocidad de sincronismo. El convertidor maneja alrededor del 30% de la potencia nominal del generador, por lo que es un convertidor más económico, en comparación al que sería necesario para un generador de jaula de ardilla de la misma potencia. El convertidor puede ser un rectificador de diodos e inversor controlado, o bien una configuración *back-to-back*, como se muestra en la Figura 2-20. Estos generadores requieren mayor mantenimiento, en comparación a los de jaula de ardilla.

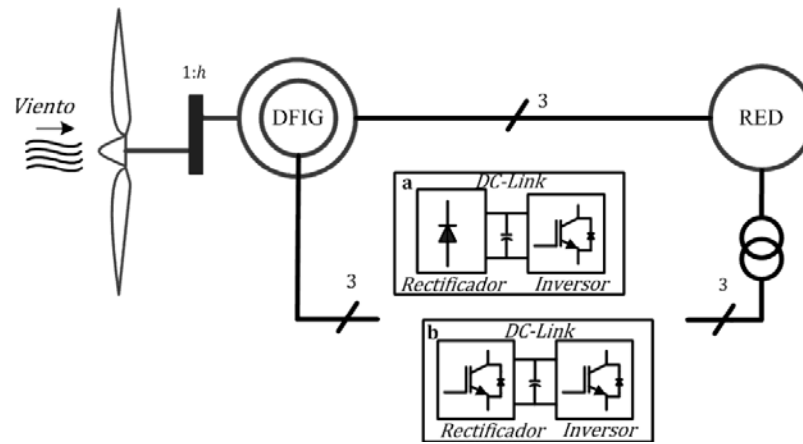


Figura 2-20 Configuración de generador de inducción doblemente alimentado

2.6.3. Generador síncrono de rotor bobinado (GS)

Los generadores síncronos (Figura 2-21) tienen buen comportamiento en la regulación de potencia. Se encuentran conectados a la red por medio de un convertidor *back-to-back*, para control de velocidad, control de potencias activa y reactiva, y acondicionamiento de las señales para conexión a red. Poseen la desventaja de disipar en forma de calor la energía del rotor y en máquinas de poca potencia, se requiere de una excitación cercana al 5% de la potencia nominal, mientras que en máquinas de gran potencia ésta se encuentra entre el 0.5-2%.

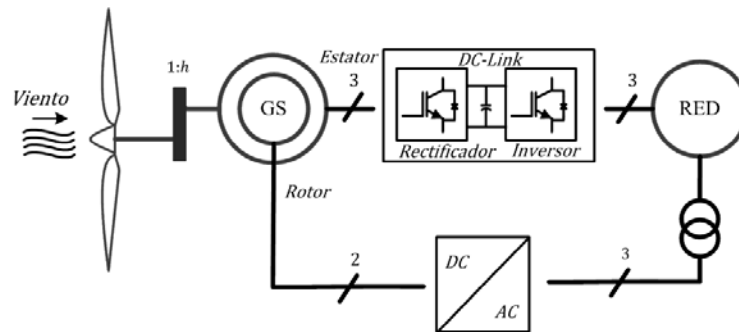


Figura 2-21 Configuración de generador síncrono

2.6.4. Generador síncrono de imanes permanentes (GSIP)

Estos generadores obtienen el flujo magnético en el rotor a partir de imanes permanentes, por lo que dicho flujo es constante. Puede conectarse a la red por medio de un rectificador no controlado y un inversor controlado, reduciendo el coste del convertidor; o bien por medio de un convertidor *back-to-back*, aumentando costes pero también rendimiento al posibilitar el control del factor de potencia (Figura 2-22). Gracias a la alta densidad de flujo magnético de los materiales que se utilizan

actualmente para la fabricación de los imanes permanentes, estos generadores han pasado de ser utilizados en aplicaciones de algunas decenas de kW a algunos MW. El rendimiento es inherentemente mayor en estos generadores al no requerir excitación para el rotor.

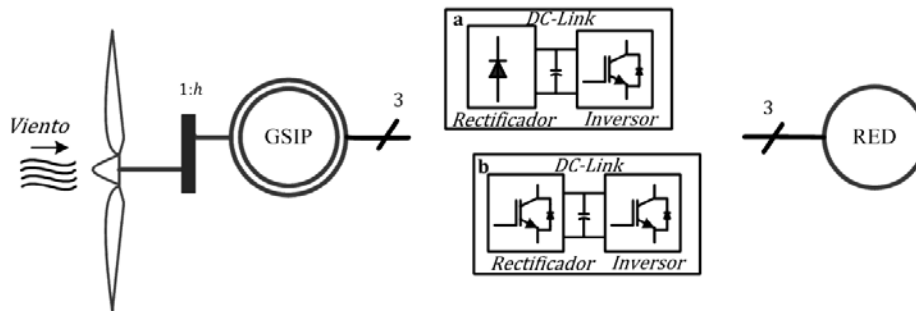


Figura 2-22 Configuración de generador síncrono de imanes permanentes

2.7. Modelado de los sistemas de generación eólica

En el presente apartado se analiza el modelo matemático de los componentes de un generador eólico. En primer lugar se presentan el modelado eléctrico del GSIP, seguido por el modelo mecánico de la turbina eólica. Estos modelos son de interés ya que a partir de ellos es posible diseñar los compensadores para los lazos de control del generador.

En la sección anterior se expusieron brevemente los tipos de generadores eléctricos que pueden ser utilizados, así como algunas de sus propiedades, ventajas y desventajas. A continuación se presenta el modelado eléctrico del GSIP, ya que son los más empleados en sistemas de generación de minieólica; y la presente tesis se enfoca a un sistema minieólico con generador síncrono de imanes permanentes controlado y conectado a red por medio de un convertidor electrónico bidireccional *back-to-back* (Figura 2-22 b).

2.7.1. Modelado del generador síncrono de imanes permanentes

Los GSIP pueden tener los imanes situados en la superficie del rotor (GSIP superficiales) o bien dentro de la estructura de éste (GSIP interiores). Por sus características y relativa facilidad de control el uso de GSIP superficiales es el más extendido para aplicaciones eólicas.

En este tipo de máquina los imanes se montan en el rotor por medio de adhesivos. El espacio interpolar se encuentra ocupado por algún material no ferromagnético, y sellado con alguno de alta rigidez, esto para dotar de solidez al rotor. Dado que la permeabilidad relativa de los imanes permanentes utilizados se sitúa en un rango de entre 1.02 y 1.2, cuando se montan sobre la superficie se puede considerar que la máquina es de polos lisos y con alto entrehierro.

El generador puede ser estudiado a partir del circuito equivalente por fase que se muestra en la Figura 2-23:

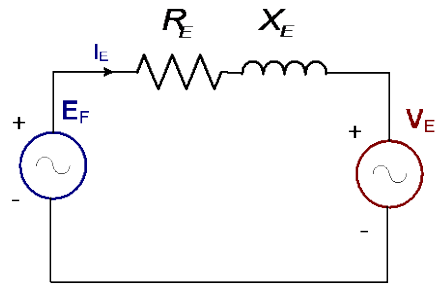


Figura 2-23 Circuito equivalente del generador (por fase)

En el circuito equivalente de la Figura 2-23 las variables representadas son: la fuerza electromotriz E_F ; la corriente de estator I_E ; la resistencia del bobinado por fase de estator R_E ; la reactancia del bobinado por fase de estator X_E ; y la tensión de estator V_E .

Además la fuerza electromotriz E_F es descrita por la expresión (2-22):

$$E_F = \bar{\omega}_E \psi_{PM} = 2\pi f_E \psi_{PM} \quad (2-22)$$

Donde $\bar{\omega}_E$ representa la pulsación eléctrica y se relaciona con la velocidad mecánica (Ω_m) a través del número de pares de polos (p) que posee la máquina (2-23), donde la velocidad mecánica está dada en revoluciones por minuto (rpm), o bien en $\frac{rad}{s}$ (2-24); y ψ_{PM} es el flujo concatenado.

$$\bar{\omega}_E = p \frac{\Omega_m}{60} \quad (2-23)$$

$$\bar{\omega}_E = p \frac{\omega_m}{2\pi} \quad (2-24)$$

A continuación, en la Figura 2-24, se muestra el diagrama vectorial del generador síncrono de imanes permanentes superficiales en marco de referencia síncrono:

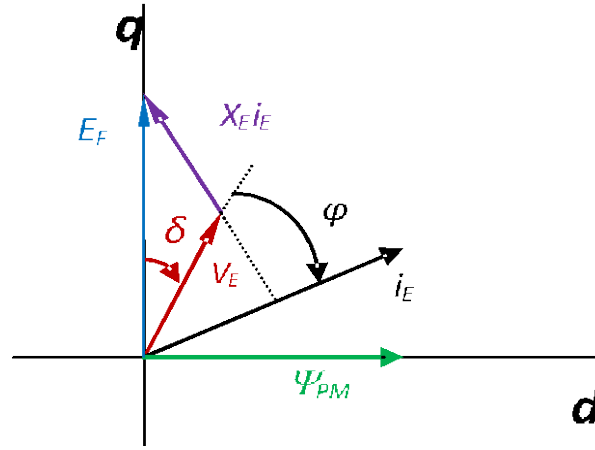


Figura 2-24 Diagrama vectorial del GSIP

Donde φ es el ángulo de carga que se forma entre los vectores corriente y tensión de estator; δ es el ángulo de par formado entre los vectores de tensión de estator y fuerza electromotriz; E_F es el vector de la fuerza electromotriz, es decir el vector de la tensión inducida por el flujo de los imanes; V_E es el vector de tensión del estator; I_E es el vector de la corriente del estator; y ψ_{PM} es el vector del flujo concatenado.

Las ecuaciones de tensión por fase del estator son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} v_{Ea} \\ v_{Eb} \\ v_{Ec} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{Ea} \\ \psi_{Eb} \\ \psi_{Ec} \end{bmatrix} + R_E \begin{bmatrix} i_{Ea} \\ i_{Eb} \\ i_{Ec} \end{bmatrix} \quad (2-25)$$

Realizando la transformación a marco de referencia síncrono dq de la expresión (2-25), por medio de la expresión $Y^E = Y^R e^{j\bar{\omega}_E t}$, se obtienen las siguientes expresiones para cada uno de los ejes [46]:

$$\frac{d}{dt} (\psi_{dq} e^{j\bar{\omega}_E t}) = v_{dq} e^{j\bar{\omega}_E t} - R_E i_{dq} e^{j\bar{\omega}_E t} \quad (2-26)$$

$$\frac{d}{dt} (\psi_{dq}) e^{j\bar{\omega}_E t} + j\bar{\omega}_E \psi_{dq} e^{j\bar{\omega}_E t} = v_{dq} e^{j\bar{\omega}_E t} - R_E i_{dq} e^{j\bar{\omega}_E t} \quad (2-27)$$

$$\frac{d}{dt} (\psi_d) = v_d - R_E i_d + \bar{\omega}_E \psi_q \quad (2-28)$$

$$\frac{d}{dt} (\psi_q) = v_q - R_E i_q - \bar{\omega}_E \psi_d \quad (2-29)$$

Donde el flujo concatenado en los ejes directo y de cuadratura puede expresarse de la siguiente forma:

$$\psi_d = \psi_{PM} + L_d i_d \quad (2-30)$$

$$\psi_q = L_q i_q \quad (2-31)$$

Por lo tanto, a partir de (2-28) y (2-29), se pueden obtener las expresiones de tensión en cada eje:

$$v_d = R_E i_d + L_d \frac{d}{dt}(i_d) - \bar{\omega}_E L_q i_q \quad (2-32)$$

$$v_q = R_E i_q + L_q \frac{d}{dt}(i_q) + \bar{\omega}_E L_d i_d + \bar{\omega}_E \psi_{PM} \quad (2-33)$$

Las expresiones (2-32) y (2-33) constituyen el modelo en ejes dq del generador síncrono de imanes permanentes. De estas se obtienen los siguientes circuitos equivalentes (Figura 2-25):

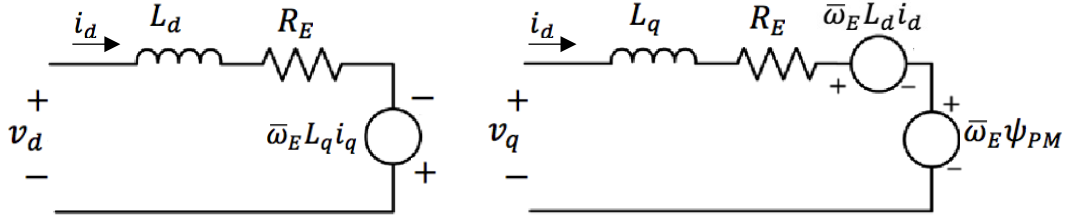


Figura 2-25 Modelo en ejes de referencia dq del GSIP

Tomando como referencia el rotor y haciendo uso de (2-30) y (2-31), el par electromagnético puede ser expresado de la siguiente forma:

$$T_{EM} = \frac{3}{2} p (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (2-34)$$

Dado que el análisis se realiza para un GSIP de imanes superficiales, donde se considera que los imanes están distribuidos uniformemente sobre el rotor haciendo que las inductancias magnetizantes de ejes directo y de cuadratura sean iguales ($L_d = L_q = L_E$) [47]; (2-34) puede reescribirse como:

$$T_{EM} = \frac{3}{2} p (\psi_{PM} i_q) \quad (2-35)$$

Como puede observarse, el par electromagnético depende de un valor constante (que agrupa el número de pares de polos y el flujo concatenado) y la corriente del estator en el eje q , por lo que (2-35) puede ser encontrada de la siguiente forma:

$$T_{EM} = K_T i_q \quad (2-36)$$

Donde la constante de par K_T se puede expresar por medio de (2-37).

$$K_T = \frac{3}{2} p \psi_{PM} \quad (2-37)$$

La potencia generada por el GSIP, en ejes de referencia síncronos dq , se expresa de la siguiente forma:

$$P_e = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad (2-38)$$

Esta expresión puede ser reescrita sustituyendo las tensiones por las expresiones (2-32) y (2-33):

$$P_e = \frac{3}{2} (R_E i_d^2 + R_E i_q^2) + \frac{3}{2} \left(\frac{L_d}{2} \frac{d}{dt} (i_d^2) + \frac{L_q}{2} \frac{d}{dt} (i_q^2) \right) + \frac{3}{2} \bar{\omega}_E (\psi_{PM} i_q + i_d i_q (L_d - L_q)) \quad (2-39)$$

Donde el primer término representa las pérdidas resistivas en los conductores, el segundo representa la variación de energía almacenada y el tercero representa la conversión a potencia eléctrica efectiva.

Por tanto, la potencia aprovechable del generador viene dada por la expresión siguiente:

$$P_{ef} = \frac{3}{2} \bar{\omega}_E (\psi_{PM} i_q + i_d i_q (L_d - L_q)) \quad (2-40)$$

La relación que existe entre la pulsación de las señales eléctricas $\bar{\omega}_E$ y la velocidad mecánica de giro ω_m , dada en $\frac{rad}{s}$, ha sido definida en (2-24) y considerando que la potencia del generador puede ser obtenida a partir del par electromagnético y la velocidad de giro:

$$P_{ef} = T_{EM} \omega_m = \frac{3}{2} p \omega_m (\psi_{PM} i_q + i_d i_q (L_d - L_q)) \quad (2-41)$$

Donde el par electromagnético es definido, como ha sido visto en (2-35), como:

$$T_{EM} = \frac{3}{2} p (\psi_{PM} i_q + i_d i_q (L_d - L_q)) \quad (2-42)$$

En el que el término que depende únicamente del flujo concatenado de los imanes permanentes y la corriente en eje q , es llamado par síncrono; y el segundo término, que está dado por la diferencia de inductancias en los ejes dq y el producto de las corrientes, es llamado par de reluctancia [48].

2.7.2. Modelado del sistema de generación eólica

El modelo consta de tres elementos fundamentales: la turbina, el generador y la caja multiplicadora, aunque ésta última no suele ser necesaria en sistemas con generadores con un número elevado de pares de polos. Así el modelo puede representarse con dos masas y la relación de transformación de la caja multiplicadora como se muestra en la Figura 2-26:

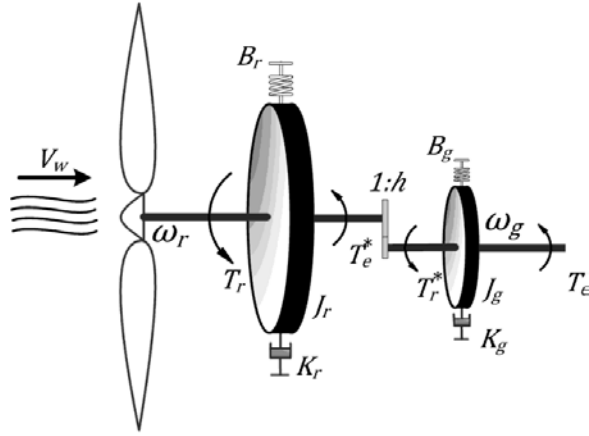


Figura 2-26 Diagrama de cuerpo libre de un aerogenerador

Considerando una caja multiplicadora ideal, su único efecto es el de la relación de velocidad y par $1:h$, sin afectar más la dinámica del sistema. En el modelo se puede distinguir entre dos tipos de variables, aquellas que se encuentran del lado de la turbina y las que se encuentran del lado del generador. En la turbina se tiene: la velocidad del viento V_w ; la velocidad de giro de la turbina ω_r ; el coeficiente de amortiguamiento de la turbina B_r ; el coeficiente de pérdidas por fricción de la turbina K_r ; el par de la turbina T_r ; el par del generador afectado por la relación de transformación de la caja multiplicadora T_e^* ; y el momento de inercia de la turbina J_r . En el generador se tiene que: ω_g es la velocidad de giro del generador; B_g es el coeficiente de amortiguamiento del generador; K_g es el coeficiente de pérdidas por fricción del generador; T_e es el par del generador; T_r^* es el par de la turbina afectado por la relación de transformación de la caja multiplicadora; y J_g es el momento de inercia del generador.

El modelo se define mediante las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$J_r \frac{d\omega_r}{dt} = T_r - T_e^* - K_r \omega_r - B_r \frac{d\omega_r}{dt} \quad (2-43)$$

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_r^* - T_e - K_g \omega_g - B_g \frac{d\omega_g}{dt} \quad (2-44)$$

Como se ha mencionado anteriormente el efecto de la caja multiplicadora, al considerarse ideal, únicamente afecta como la relación entre las velocidades de giro y pares de turbina y generador:

$$h = \frac{\omega_g}{\omega_r} = \frac{T_r^*}{T_e^*} \quad (2-45)$$

A partir de esta relación puede operarse sobre las ecuaciones del modelo para obtener el modelo general del sistema:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_r - hT_e - K\omega_r - B \frac{d\omega_r}{dt} h = \frac{\omega_g}{\omega_r} = \frac{T_r^*}{T_e^*} \quad (2-46)$$

En (2-46) se hace uso de coeficientes que engloban aquellos de turbina y generador, siendo estos los siguientes:

$$J = J_r + h^2 J_g \quad (2-47)$$

$$K = K_r + h^2 K_g \quad (2-48)$$

$$B = B_r + h^2 B_g \quad (2-49)$$

Cuando se hace uso de turbinas acopladas directamente al generador eléctrico la condición de la caja multiplicadora cumple que $h = 1$.

Además, algunos sistemas pueden presentar coeficientes de amortiguamiento y de pérdida por fricción mucho menores a la inercia y la diferencia de par equivalente, respectivamente. En estos casos, y cumpliendo que $h = 1$, el modelo puede ser simplificado aún más como se muestra en la Figura 2-27, resultando el siguiente modelo:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_r - T_e \quad (2-50)$$

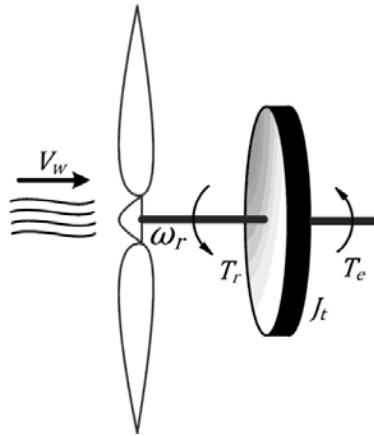


Figura 2-27 Diagrama de cuerpo libre simplificado de un aerogenerador

2.8. Operación en el punto de máxima potencia (PMP)

Como fue mencionado, los sistemas de percepción eólicos pueden operar en régimen de velocidad constante o de velocidad variable. Los sistemas de velocidad variable tienen varias ventajas frente a aquellos de velocidad constante, entre los que se cuentan la reducción del estrés mecánico lo que se puede traducir en una mayor vida útil y menor necesidad de mantenimiento correctivo. Además,

la mayor ventaja es la posibilidad de operar en el punto máximo de potencia dentro de un rango amplio de velocidades de viento, es decir, la posibilidad de extraer la máxima potencia para las variaciones en la velocidad del viento, incrementando así el rendimiento del sistema. La Figura 2-28 presenta dos curvas de potencia para dos velocidades de viento diferentes, la operación en régimen de velocidad variable permite que el sistema extraiga la máxima potencia disponible en los dos vientos variando la velocidad de giro para situar el punto de trabajo en el óptimo.

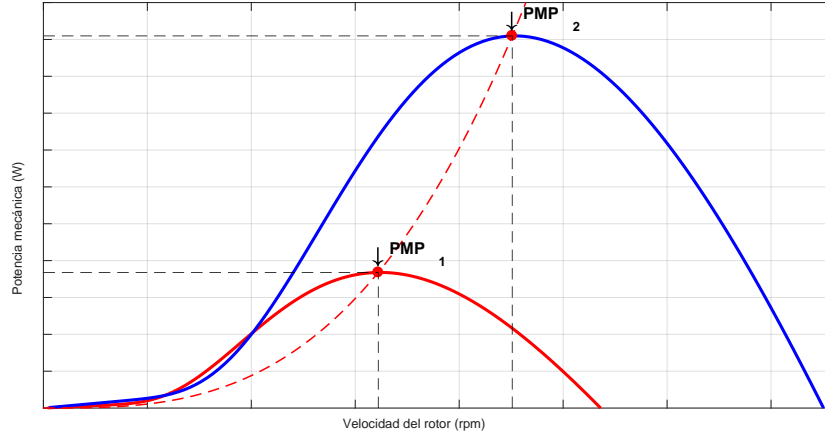


Figura 2-28 Punto de máxima potencia para dos velocidades de viento distintas

Para la operación en máxima potencia del sistema será necesario hacer uso de un esquema de control que ajuste la velocidad de la turbina en función de la velocidad de viento incidente. Dos esquemas de control posibles son [49]: mantener constante la relación velocidades pala/viento, y la de búsqueda del punto máximo de potencia.

2.8.1. Esquema de relación de velocidad pala/viento constante.

El esquema se basa en el hecho de que logra extraerse la máxima energía cuando la relación de velocidades pala/viento es la óptima.

$$P_{rmax} = \frac{1}{2} C_{pmax}(\lambda_{opt}) A \rho v_w^3 \quad (2-51)$$

$$\lambda_{opt} = \frac{v_{tip_{opt}}}{v_w} = \frac{r \omega_{r_{opt}}}{v_w} \quad (2-52)$$

Cada turbina eólica tiene una característica propia de esta relación. Así una vez determinado, el valor óptimo es guardado como referencia en el procesador de control. Este esquema, Figura 2-29, requiere el sensado constante de la velocidad del viento para poder conocer la relación existente y determinar el punto de operación, después el error que hay entre la relación calculada y la almacenada, es ingresado al sistema de control que actúa sobre la velocidad de la turbina para minimizarlo.

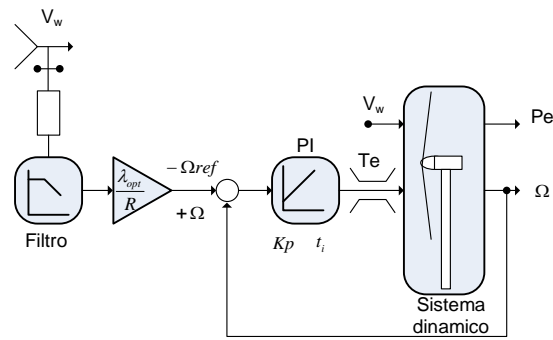


Figura 2-29 Esquema de control con anemómetro

La desventaja para este tipo de esquema de control es la necesidad de tener una medición de la velocidad del viento, la cual es complicada de obtener y muy susceptible a errores, particularmente en grandes campos eólicos por efectos de “sombra” entre las propias turbinas. Además, el valor óptimo de ésta relación es susceptible a cambios a lo largo del tiempo por desgastes de las palas. Estos cambios deberán ser tomados en cuenta para modificar el valor óptimo de referencia en el procesador de control, sin embargo, no es fácil volver a determinar el valor en una turbina en operación. Además, entra en juego el aspecto económico ya que realizar varias modificaciones a lo largo de la vida útil de una turbina representa un gasto extra.

2.8.2. Búsqueda del punto de máxima potencia

Otro esquema puede ser el basado en el hecho de que las curvas de potencia, en relación a la velocidad de giro, tienen un único e identificable punto máximo, es decir, que para una velocidad de viento cualquiera existe un punto en el que la potencia extraída es máxima. Existen varios métodos para encontrar el PMP, la mayoría de estos se basan en modificar la velocidad de giro con la finalidad de hacer que se cumpla una condición que indique que el sistema se encuentra trabajando en el punto máximo de la curva de potencia. Dicha condición es que la derivada de la potencia respecto a la velocidad de giro sea cero:

$$\frac{dP}{d\omega} = 0 \quad (2-53)$$

La ventaja de este tipo de esquema es que no es necesario sensar ninguna magnitud fuera del generador, ya que el control se hace independiente de la velocidad de viento que sea y de las características constructivas de la turbina, por lo que además es aplicable a cualquier sistema sin importar sus características o los cambios que éstas puedan sufrir a lo largo del tiempo.

2.8.2.1. Algoritmos de perturbar y observar (P&O)

El algoritmo clásico para el esquema de seguimiento del PMP, y en el que se basan la mayor parte de los algoritmos de búsqueda del PMP, es el llamado “perturbar y observar”, cuyo principio es

aplicar variaciones a la referencia de velocidad de giro y observar la respuesta de la potencia, si la potencia disminuye la variación de velocidad cambiará de sentido, y si la potencia aumenta entonces la variación de velocidad seguirá en el mismo sentido. En la Figura 2-30 se presenta la trayectoria que seguiría un algoritmo P&O para dos velocidades de viento distintas, al arranque el algoritmo conduce el sistema por la trayectoria 1, hacia el PMP. Al ocurrir un cambio de velocidad de viento, el punto de operación cambia (trayectoria 2) y es necesario realizar la búsqueda del correspondientes PMP, de acuerdo a la trayectoria 3. Al caer la velocidad del viento el punto de operación vuelve a cambiar siguiendo la trayectoria 4; el algoritmo realiza la búsqueda del PMP de acuerdo a la trayectoria 5. El sistema de búsqueda no se detiene al llegar al PMP, una vez alcanzado las variaciones se siguen dando por lo que el sistema trabajará alrededor del PMP y no en el punto exacto. Esto ayuda a que, al ocurrir un cambio en la velocidad del viento, el sistema se adapte y busque el nuevo PMP.

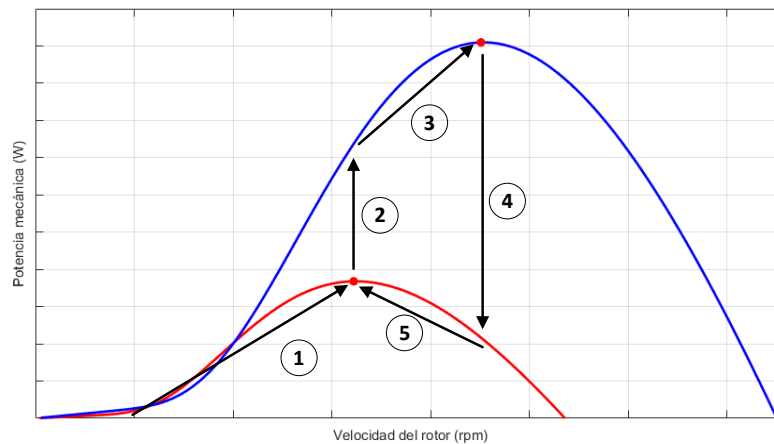


Figura 2-30 Operación de algoritmos perturbar y observar

Existen variaciones de este algoritmo que consisten en hacer uso de variaciones adaptables. En la parte más baja de la curva de potencia (ya sea antes o después del PMP), una variación de velocidad representará una variación mayor de potencia que en una zona más “elevada” de dicha curva, así se puede iniciar con variaciones que irán siendo más pequeñas al acercarse al PMP, además el sistema estará trabajando más cerca de este punto. Al arrancar el sistema y al suceder un cambio de velocidad de viento, la búsqueda del PMP será más rápida (en comparación al algoritmo clásico), por lo que será aprovechada la extracción de la máxima potencia durante más tiempo.

2.9. Modelado del convertidor electrónico de potencia bidireccional *back-to-back*

Una vez presentado el modelo del sistema de generación, en la siguiente sección se presenta el modelado del convertidor electrónico que sirve como interfaz entre el sistema de pequeña eólica y la red eléctrica, este convertidor consta de dos etapas de potencia conectadas por medio de un bus de continua común. En la Figura 2-31 se muestra el esquema del convertidor, dos etapas de potencia

iguales conectadas mediante un bus de continua compartido y cada una a la fuente de AC, que puede ser tanto la red como el GSIP. El convertidor cumple la función de adaptador de frecuencia permitiendo así el funcionamiento en régimen de velocidad variable del aerogenerador mientras el volcado de potencia se realiza a frecuencia de red.

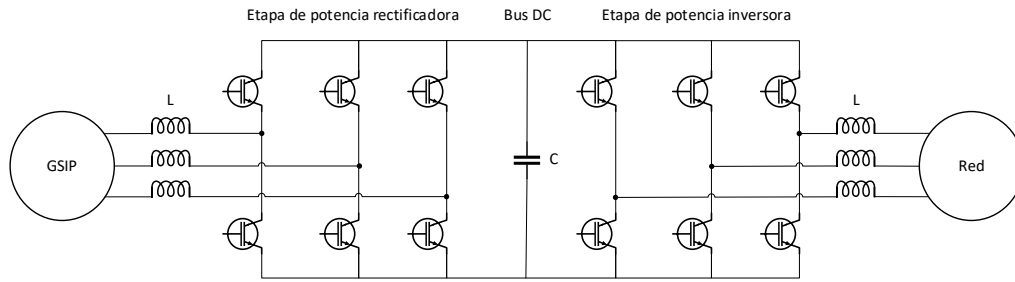


Figura 2-31 Esquema de una de las etapas de potencia de un convertidor electrónico back-to-back

El circuito principal que conforma los convertidores consiste de tres ramas formadas por dos semiconductores de potencia como son tiristores, diodos o transistores IGBT. En el caso particular del convertidor *back-to-back* ambas etapas, etapa rectificadora y etapa inversora, cada rama consiste de dos transistores IGBT, cada uno con un diodo en antiparalelo para la circulación de corriente. El punto medio de cada una de las ramas se conecta a la fuente de tensión alterna por medio de un inductor L , mientras los colectores de la parte alta de las tres ramas se conecta al terminal positivo del bus de continua y los emisores de la parte baja al terminal negativo.

Las tensiones entre las fases del rectificador con modulación PWM se expresan por medio de (2-54),(2-55) y (2-56):

$$u_{sab} = (S_a - S_b)u_{dc} \quad (2-54)$$

$$u_{sbc} = (S_b - S_c)u_{dc} \quad (2-55)$$

$$u_{sca} = (S_c - S_a)u_{dc} \quad (2-56)$$

Mientras las expresiones de las tensiones simples por fase son:

$$u_{sa} = f_a \cdot u_{dc} \quad (2-57)$$

$$u_{sb} = f_b \cdot u_{dc} \quad (2-58)$$

$$u_{sc} = f_c \cdot u_{dc} \quad (2-59)$$

Donde las funciones de conmutación f expresan las siguientes relaciones:

$$f_a = \frac{2S_a - (S_b + S_c)}{3} \quad (2-60)$$

$$f_b = \frac{2S_b - (S_a + S_c)}{3} \quad (2-61)$$

$$f_c = \frac{2S_c - (S_a + S_b)}{3} \quad (2-62)$$

Las ecuaciones de tensión, para un sistema trifásico equilibrado, sin conexión de neutro pueden ser expresadas de la siguiente forma:

$$u_L = u_i + u_{conv} \quad (2-63)$$

$$u_L = Ri_L + L \frac{d}{dt} i_L + u_{sa} \quad (2-64)$$

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \\ u_{sc} \end{bmatrix} \quad (2-65)$$

Adicionalmente, para las corrientes se tiene la expresión (2-66):

$$C \frac{d}{dt} u_{dc} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{dc} \quad (2-66)$$

Aplicando la transformada de Park a las expresiones (2-65) y (2-66) se obtienen las ecuaciones de tensiones y corrientes en el marco de referencia síncrono (2-67),(2-68) y (2-69).

$$u_{Ld} = Ri_{Ld} + \frac{d}{dt} i_{Ld} - \omega L i_{Lq} + u_{sd} \quad (2-67)$$

$$u_{Lq} = Ri_{Lq} + \frac{d}{dt} i_{Lq} + \omega L i_{Ld} + u_{sq} \quad (2-68)$$

$$C \frac{d}{dt} u_{dc} = (S_d i_{Ld} + S_q i_{Lq}) - i_{dc} \quad (2-69)$$

El diagrama de bloques de la Figura 2-32 ayuda a representar de forma gráfica las expresiones anteriores.

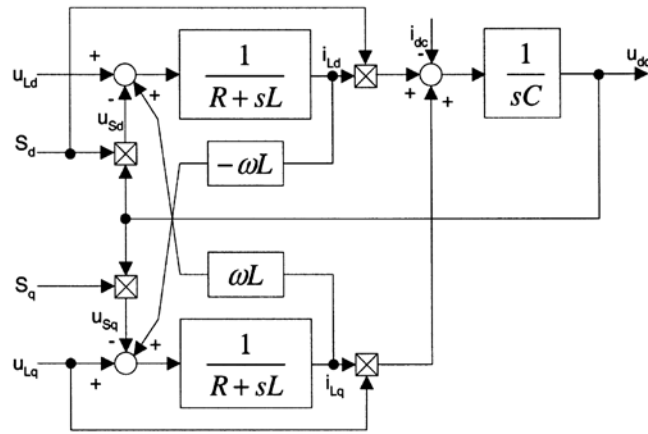


Figura 2-32 Diagrama de bloques de una etapa de potencia del convertidor back-to-back en marco de referencia síncrono

El modelo del convertidor obtenido será de utilidad en el capítulo 4 de la presente tesis donde se diseñarán los lazos de control de corriente del rectificador activo utilizado para el control del aerogenerador.

2.10. Fundamentos básicos de control borroso

Dado que la variación de la potencia mecánica desarrollada por un aerogenerador varía de forma no lineal en función de la velocidad del viento (2-18), la utilización de técnicas de control no lineal se presentan como una opción para su aplicación en los algoritmos de búsqueda del PMP. Dentro de las técnicas de control no lineal se encuentra la lógica borrosa, esta técnica permite trasladar el conocimiento que se tiene sobre el sistema que se desea controlar al regulador mediante expresiones lingüísticas sencillas y naturales. Estas características y el hecho de que ha sido aplicada exitosamente en sistemas de control de procesos, modelado, estimación, identificación, diagnóstico, ciencia militar, etc., hacen de las técnicas de control borroso una opción atractiva para el control de sistemas no lineales. A continuación se presentan los conceptos básicos de esta técnica de control, ya que en el capítulo 3 será utilizada para la implementación del algoritmo de búsqueda del PMP, así como en el control de la tensión del bus de continua.

La lógica borrosa (LB) es una teoría desarrollada en la Universidad de California en 1965, por Lofti Zadeh [50], esta teoría toma como base la naturaleza “borrosa” del pensamiento humano. Para la lógica Booleana el pensamiento humano y la toma de decisiones se realiza en razonamientos que derivan en un “sí” o un “no” (“1” o “0”). Sin embargo, para la teoría borrosa se considera que el razonamiento humano no tiene este carácter absoluto, sino que es generalmente vago e impreciso, de naturaleza difusa.

La metodología general de la LB son razonamientos de enunciados que toman la forma “Si... entonces...”, por ejemplo, una regla en LB del control de un motor de velocidad variable podría ser:

Si la velocidad del motor es *alta* y la temperatura del estator es *media*

Entonces la corriente del estator es *baja*

De esta forma, mediante la LB se traslada el conocimiento que se tiene de la planta (en el caso del ejemplo, el motor) para su control por medio de expresiones lingüísticas que son naturales para un operador que no necesariamente conoce el modelo matemático del sistema, pero sabe de forma empírica las acciones necesarias para el control de la planta.

2.10.1. Funciones de pertenencia

Las funciones de un sistema borroso pueden ser expresadas en lenguaje común, en el ejemplo dado la temperatura del estator podría ser baja, media y alta. Las funciones de pertenencia son curvas que ayudan a definir el grado de pertenencia, μ (entre 0 y 1), del valor de cada variable borrosa. Una variable puede tener tantas subdivisiones como se desee, mientras más subdivisiones se tengan, mayor será la precisión de la variable. Así, mientras en lógica Booleana las subdivisiones antes mencionadas solo pueden dar una evaluación de “0” o “1”, cuando la temperatura de estator entra en el rango de alguna de las subdivisiones; en LB esta evaluación puede dar como resultado un valor que varía entre 0 y 1, e incluso puede tener valor para más de una subdivisión. El rango total de valores que abarca una variable borrosa se conoce como *universe of discourse* (UoD).

Las funciones de pertenencia (FP) pueden adoptar diferentes formas: triangular, trapezoidal, Gaussiana, Gaussiana doble, campana, sigmoidea abierta a derecha o a izquierda, diferencia de sigmoides, producto de sigmoides, polinomial Z abierta a izquierda, polinomial S abierta a derecha, y polinomial Pi. La más simple y comúnmente utilizada es la triangular que, al igual que la trapezoidal, puede ser simétrica o asimétrica [51]. Además, el usuario puede generar de forma arbitraria las FP.

2.10.2. Sistemas borrosos

Un sistema de inferencia borroso (o sistema borroso) consiste de la formulación del mapa para obtener una salida dada una entrada utilizando LB. Este proceso de mapeo sienta las bases a partir de las cuales se realiza la inferencia. Un proceso de inferencia borroso consiste de los siguientes pasos:

1. *Fuzificación* de las variables de entrada.
2. Aplicación de operadores borrosos (*AND*, *OR*, *NOT*) en el “Si” (antecedente) de las reglas.
3. Implicación del antecedente al consecuente (el “Entonces” de la regla).
4. Resultante de los consecuentes de cada regla.
5. *Desfuzificación*.

El número de reglas de un sistema viene dado por el producto de las FP de cada variable de entrada. Estas pueden ser ordenadas en una matriz de tamaño acorde para su visualización como se verá más

adelante. El valor que toma cada FP de salida, una vez evaluadas las entradas y que depende de éstas, es conocido como grado de satisfacción de la regla.

2.10.3. Métodos de implicación

Los métodos de implicación son utilizados para realizar el paso 3 del proceso de inferencia, el método de implicación determina cómo es evaluado el grado de pertenencia de cada entrada. A continuación se detallan los más utilizados.

2.10.3.1. Mamdani

Propuesto por uno de los pioneros en el uso de LB en sistemas de control, es el método más comúnmente utilizado. Consiste en truncar la FP de la salida de acuerdo a los valores obtenidos a partir de la evaluación de las entradas. Es decir, el grado de satisfacción de una regla será el del área debajo de la línea que indica el grado de pertenencia de las entradas para cada regla (ya sea mediante una operación *OR* o *AND*, según indique la regla), como se muestra en la Figura 2-33.

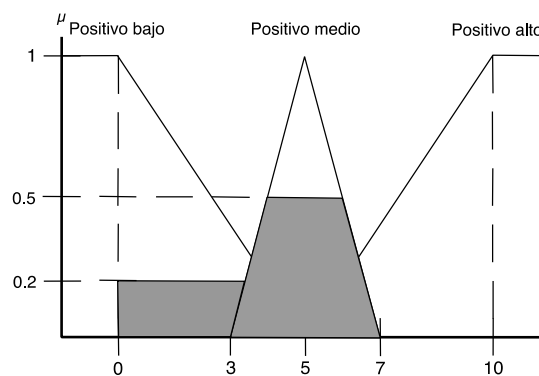


Figura 2-33 Grado de pertenencia de una variable por el método de implicación de Mamdani

2.10.3.2. Lusing Larson

En la Figura 2-34 se muestra el método de Lusing Larson, en el cual la función de pertenencia de la salida no es truncada, sino escalada para que el valor máximo de la función (del tipo que ésta sea) sea igual al valor del grado de satisfacción de la regla. Existirá una diferencia en el área resultante, así como en el valor final de salida en comparación al método de Mamdani.

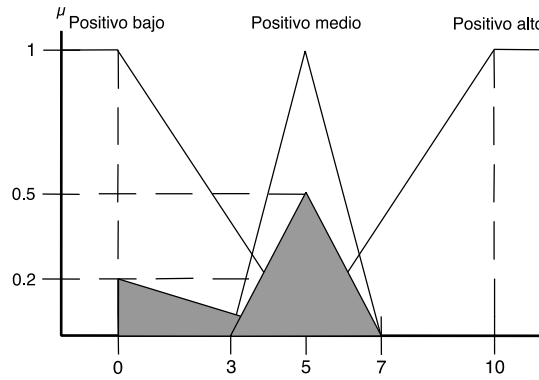


Figura 2-34 Grado de pertenencia de una variable por el método de implicación de Lusing Larson

2.10.3.3. Sugeno (Takagi-Sugeno-Kang)

A diferencia de los dos métodos antes vistos, la salida en el método de Sugeno puede ser una constante definida o bien guardar una relación lineal con las entradas. Cuando se tiene una constante, el método es conocido como método Sugeno de orden cero; mientras que cuando se trata de salida con relación lineal a las entradas se denomina método Sugeno de primer orden. Si bien puede implementarse el método Sugeno de más alto orden, éstos son poco prácticos. Las funciones de pertenencia de la salida son pulsos únicos (por cada FP) de magnitud definida por el tipo de Sugeno implementado. En la Figura 2-35 se presenta el grado de pertenencia de una variable obtenido mediante un método de Sugeno de grado cero.

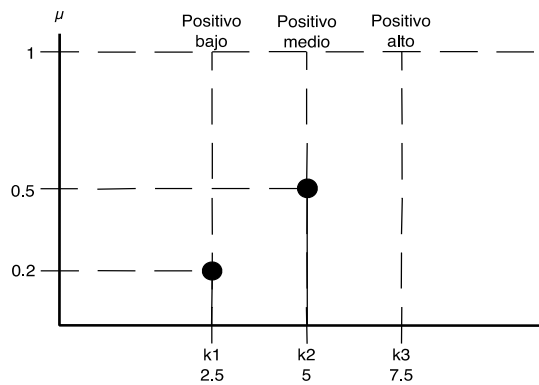


Figura 2-35 Grado de pertenencia de una variable por el método de implicación de Sugeno

El método de Sugeno de primer orden más general puede ser visto como impulsos que “se mueven” a lo largo del UoD de forma lineal dependiente de los valores de las señales de entrada.

Cabe mencionar que es demostrable que el uso de cualquiera de estos métodos arroja un resultado similar aplicados al mismo ejemplo, por lo que su elección es indistinta.

2.10.4. Métodos de desfuzificación

Al operar sobre los grados de satisfacción de cada regla se puede obtener la salida del sistema borroso, sin embargo esta salida es la salida borrosa, para obtener el valor “real” de la salida debe aplicarse un método de desfuzificación. Algunos de estos métodos se presentan a continuación. Para continuar con el ejemplo, en los tres primeros métodos se toma como punto de partida la aplicación del método de Mamdani de implicación, mientras en el último se considera el método de Sugeno de orden cero.

2.10.4.1. Método del centro de gravedad

Como su nombre indica, en este método se toma como valor real de salida el centro geométrico del área que forma la salida borrosa del sistema, la cual está formada por la unión de todas las FP de salida que tengan un grado de satisfacción de la regla distinta a cero. La expresión general del método es la siguiente:

$$Z_o = \frac{\int Z \mu_{out}(Z)}{\int \mu_{out}(Z) dZ} \quad (2-70)$$

O bien en un UoD discretizado:

$$Z_o = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i \mu_{out}(Z_i)}{\sum_{i=1}^n \mu_{out}(Z_i)} \quad (2-71)$$

2.10.4.2. Método de la altura

Este método es una versión simplificada del método del centro de gravedad, en él se considera únicamente la altura, en el punto medio de la base, de cada FP que contribuye a la salida (cuyo grado de satisfacción de la regla es distinto a cero).

2.10.4.3. Método de la media máxima

Éste simplifica un paso más el método de la altura tomando en cuenta sólo la FP de salida que tenga el grado de satisfacción de la regla más alto. Así se tiene la siguiente expresión general para éste método:

$$Z_o = \sum_{m=1}^M \frac{Z_m}{M} \quad (2-72)$$

donde Z_m es el emésimo elemento del UoD en el que la FP es máxima, y M es el número de elementos de éste valor máximo que existen.

2.10.4.4. Método de Sugeno

Éste método se emplea cuando se hace uso del método Sugeno de implicación, y se tienen dos expresiones generales para los casos de los métodos de Sugeno de órdenes cero y uno:

$$Z_o = \frac{K_1 DOF_1 + K_2 DOF_2 + K_3 DOF_3}{DOF_1 + DOF_2 + DOF_3} \quad (2-73)$$

donde los valores K son las constantes que relacionan los valores de salida con los de entrada, y los valores DOF son los correspondientes al grado de satisfacción de la regla (*degree of fulfillment*) de cada FP de salida, para el método de orden cero.

$$Z_o = \frac{Z_1 DOF_1 + Z_2 DOF_2 + Z_3 DOF_3}{DOF_1 + DOF_2 + DOF_3} \quad (2-74)$$

donde los valores de Z son las relaciones lineales de los valores de salida con respecto a las entradas, para el método de primer orden.

3. Métodos de sincronización a la red y métodos de estimación de velocidad y posición de generadores eléctricos.

En la presente tesis se plantea la utilización de un convertidor electrónico de potencia que funciona como interfaz para la conexión de un sistema de generación de pequeña eólica a una red de distribución eléctrica, con la funcionalidad de hacer uso de la potencia aparente disponible en el convertidor para la compensación de los fenómenos ineficientes que circulan por dicha red. La topología del convertidor electrónico es conocida como *back-to-back* y consiste en un rectificador activo completamente controlado y un inversor conectados por medio de un bus de continua como se observa en la Figura 3-1.

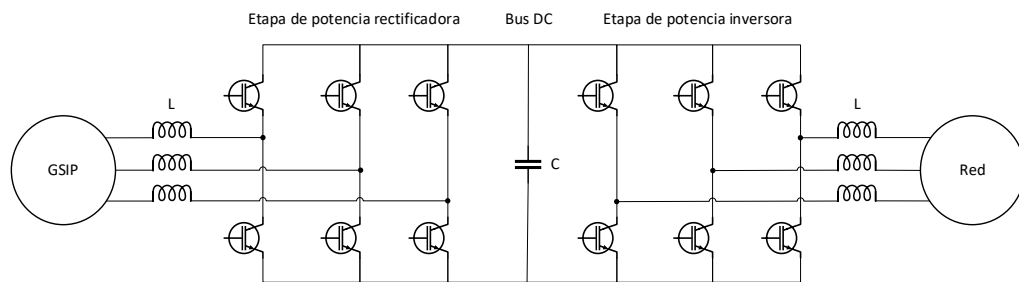


Figura 3-1 Convertidor bidireccional con topología *back-to-back* (AC-DC-AC)

Como puede apreciarse, los convertidores a cada lado del bus de continua son iguales, cada uno de ellos trabaja con señales alternas a un lado y continuas al otro. El convertidor del lado del generador se encarga de extraer la energía generada por el sistema eólico, vertiendo corriente al bus de continua; mientras el convertidor de conexión a red termina el proceso de transferencia de energía inyectando la energía generada como potencia activa a la red, extrayendo corriente del bus de continua. Esta topología tiene la capacidad de controlar la forma de onda de las corrientes extraídas del generador y de las inyectadas a la red. En función del control que se implemente en cada uno de los convertidores, una correcta identificación de las características de las señales de alterna es de gran importancia [52], [53].

Por este motivo, en la siguiente sección se presenta una revisión de algunas de las técnicas más utilizadas para la sincronización con la red eléctrica, así como técnicas de estimación de velocidad y posición de los generadores eléctricos.

3.1. Métodos de sincronización a la red

En el caso del convertidor de conexión a red, como se ha indicado anteriormente, la función es la inyección de la energía generada como corriente activa a la red; y en el caso de la presente tesis lo es también la compensación de los fenómenos no eficientes en el pcc. Para la correcta inyección de corriente en el pcc es necesario contar con una correcta identificación de las características de la tensión de red, con el fin de poder asegurar que las corrientes circulantes por la red son de frecuencia fundamental y se encuentran en fase con la tensión.

Existen varios métodos para determinar las características necesarias para una correcta sincronización con la red, algunos de los métodos más comunes se describen a continuación.

3.1.1. Métodos basados en filtrado de tensiones

Los métodos basados en el filtrado de la tensión de red para su utilización en marco de referencia fijo $\alpha\beta$ y en marco de referencia síncrono dq , son ampliamente utilizados dada su simplicidad de implementación. En la Figura 3-2 se muestra el esquema básico de implementación de este tipo de algoritmos aplicando el filtrado en el marco de referencia fijo. A partir de las tensiones trifásicas se aplica la transformada de Clarke para la proyección de los vectores en el marco de referencia fijo $\alpha\beta$ y se aplica una etapa de filtrado a las componentes de tensión en α y β .

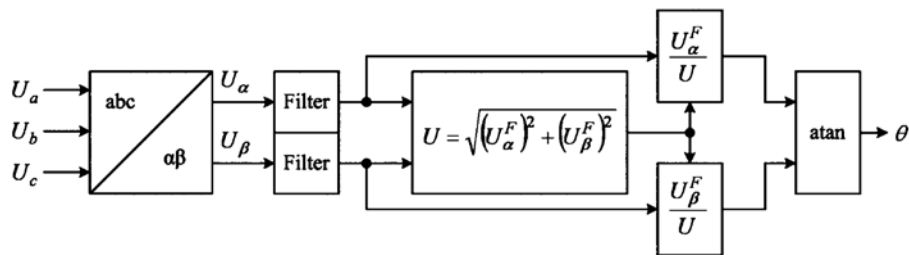


Figura 3-2 Diagrama general del método de sincronización con filtrado de las tensiones en marco de referencia fijo $\alpha\beta$

Dentro de estas técnicas de filtrado se encuentran la aplicación de filtros pasa baja, filtros notch, filtros SVF (*space vector filter*) y filtros de Kalman [54]–[57].

En la Figura 3-3 se muestra el esquema general de los algoritmos basados en el filtrado de las componentes en marco de referencia síncrono. Las técnicas de filtrado basadas en magnitudes proyectadas en el marco de referencia síncrono son más sencillas de diseñar, dado que las componentes de las tensiones trifásicas son magnitudes continuas. Dentro de estos métodos se encuentran los filtros notch, filtros pasa baja y filtros pasa banda [53], [56], [58]

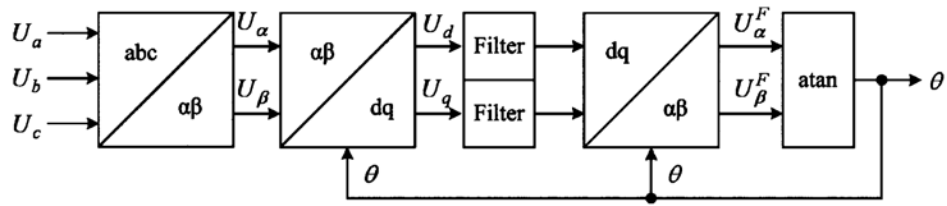


Figura 3-3 Diagrama general del método de sincronización con filtrado de tensiones en marco de referencia síncrono dq

La principal desventaja de los métodos basados en el filtrado de tensión es el desfase inherente a los métodos de filtrado, este desfase es de gran importancia para sistemas conectados a red especialmente en la detección del ángulo de la tensión. Es por esto que el diseño de las etapas de filtrado debe buscar un compromiso entre la robustez del filtro y el tiempo de convergencia. Al hacer más baja la frecuencia de corte, se reducen las componentes armónicas que pudieran aparecer, sin embargo la convergencia es más lenta. Algunas investigaciones han hecho uso de filtros resonantes para evitar los desfases en [56], [57]. Los métodos basados en el filtrado de las tensiones pueden presentar deficiencias en casos de variaciones de frecuencia o desequilibrios en tensión.

3.1.2. Métodos basados en Phase-Locked Loop (PLL).

Una estructura común para la sincronización a la red son los PLL implementados en el marco de referencia síncrono (SRF-PLL), cuyo esquema básico se muestra en la Figura 3-4. El diagrama se divide en dos partes principales, la etapa de transformación y la etapa del PLL. Puesto que la etapa de transformación de las tensiones al marco de referencia síncrono no presenta características dinámicas, la dinámica del sistema viene determinada por la etapa del PLL. Si bien este método funciona adecuadamente para un sistema ideal de tensiones balanceadas y sin distorsión, no tendrá un desempeño correcto cuando las condiciones ideales no se presenten. Varios trabajos se han realizado para mejorar este método de sincronización [59]–[61]. Asimismo, se ha hecho uso de filtros notch para eliminar el rizado que aparece por el desequilibrio de las tensiones [62].

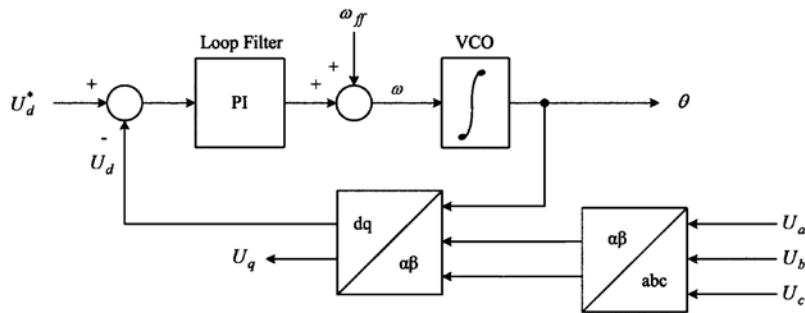


Figura 3-4 Diagrama general del método de sincronización mediante PLL en marco de referencia síncrono dq

Métodos más avanzados han sido desarrollados para evitar los problemas que se presentan en el sincronismo al no existir condiciones ideales en la tensión de red, el sistema de doble marco de referencia desacoplado (DDSRF-PLL) desarrollado en [63] tiene la característica de desacoplar las tensiones de secuencia positiva y negativa, componentes de las tensiones desequilibradas, para encontrar la fase y amplitud del sistema de tensiones de secuencia positiva. Si bien dicho método presenta buenos resultados en la detección de amplitud y fase de forma rápida, el desempeño empeora con la aparición de armónicos de tensión. El problema de armónicos es mitigado reduciendo el ancho de banda del filtro, con un aumento del tiempo de establecimiento. De forma general, estos métodos utilizan métodos específicos de filtrado para que los PLL puedan trabajar con señales puramente senoidales. La mayor parte de los sistemas trifásicos basados en PLL obtiene una única señal senoidal a partir de las medidas trifásicas, obteniendo las otras dos fases sumando o restando $2\pi/3$ a la fase. Sin embargo, esto puede resultar en un error de sincronismo para sistemas asimétricos.

3.1.3. Métodos basados en filtros adaptativos.

Los métodos basados en filtros adaptativos se centran en la extracción de la señal de interés a partir del uso de filtros sintonizados a la frecuencia de dicha señal por lo que la frecuencia de sintonización es ajustable, de esta forma la utilidad de estos métodos para sincronización con la red, extracción selectiva de armónicos, extracción de corrientes reactivas y extracción de componentes simétricas ha sido investigada en algunos trabajos [64]–[66].

Al igual que los métodos basados en PLL, los métodos de filtros adaptativos pueden sufrir de un pobre desempeño en presencia de armónicos de orden bajo, teniendo que llegar a un compromiso entre velocidad de respuesta y el rechazo a dichas componentes armónicas.

El método propuesto toma como base los métodos basados en filtros adaptativos, en la siguiente sección se describe a detalle el método propuesto.

3.1.4. Método de sincronización propuesto.

El método propuesto se basa en la utilización de filtros adaptativos, basados en el integrador generalizado de segundo orden (SOGI), a partir de las componentes simétricas instantáneas del sistema trifásico de tensiones; además el método cuenta con detección de múltiples componentes armónicas. La finalidad del sistema es, inicialmente poder tener un ancho de banda que permita tener un tiempo de establecimiento rápido; y en segundo lugar, aplicarlo a las corrientes del pcc para poder identificar armónicos individuales para su posterior compensación selectiva.

Como ha sido comentado, el método de sincronización seleccionado debe poder funcionar de forma correcta en situaciones no ideales de la tensión de red, es decir, debe ser capaz de mantener el sincronismo con tensiones desequilibradas y/o distorsionadas. El método propuesto aprovecha la descomposición en componentes simétricas de acuerdo al teorema de Fortescue [67], por medio del cual un sistema trifásico desequilibrado puede ser representado por medio de tres sistemas equilibrados: un sistema de secuencia directa (3-1), un sistema de secuencia inversa (3-2) y un sistema de secuencia homopolar o cero (3-3). El método de componentes simétricas también puede ser aplicado en dominio del tiempo por medio de la transformada de Lyon [68]:

$$v_{abc}^+ = [T_+]v_{abc} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3-1)$$

$$v_{abc}^- = [T_-]v_{abc} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

$$v_{abc}^0 = [T_0]v_{abc} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3-3)$$

Donde el operador a es una particularización del operador de Fortescue y representa un desplazamiento temporal equivalente a un desfase de 120° aplicado a la señal senoidal de entrada. Dado que las componentes simétricas forman sistemas equilibrados, se evita el problema de enfrentar una tensión desequilibrada. Las componentes simétricas pueden ser representadas en el marco de referencia fijo $\alpha\beta$:

$$v_{\alpha\beta}^+ = [T_{\alpha\beta}]v_{abc}^+ \quad (3-4)$$

$$v_{\alpha\beta}^- = [T_{\alpha\beta}]v_{abc}^- \quad (3-5)$$

Donde $[T_{\alpha\beta}]$ es la matriz de transformación de Clarke, y puede ser expresada por medio de (3-6).

$$[T_{\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3-6)$$

Así, al sustituir las expresiones de las componentes simétricas se obtienen las siguientes expresiones:

$$v_{\alpha\beta}^+ = [T_{\alpha\beta}][T_+]v_{abc} \quad (3-7)$$

$$v_{\alpha\beta}^- = [T_{\alpha\beta}][T_-]v_{abc} \quad (3-8)$$

Si se aplica la transformada inversa de Clarke (3-9), se obtienen (3-10) y (3-11):

$$[T_{\alpha\beta}]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (3-9)$$

$$v_{\alpha\beta}^+ = [T_{\alpha\beta}][T_+][T_{\alpha\beta}]^{-1}v_{abc} \quad (3-10)$$

$$v_{\alpha\beta}^- = [T_{\alpha\beta}][T_-][T_{\alpha\beta}]^{-1}v_{abc} \quad (3-11)$$

Operando sobre las expresiones anteriores se pueden obtener las siguientes expresiones para la obtención de las componentes simétricas en marco de referencia fijo $\alpha\beta$:

$$v_{\alpha\beta}^+ = [T_{\alpha\beta+}]v_{abc} \quad (3-12)$$

$$v_{\alpha\beta}^- = [T_{\alpha\beta-}]v_{abc} \quad (3-13)$$

Donde las matrices de transformación $[T_{\alpha\beta+}]$ y $[T_{\alpha\beta-}]$ se definen como:

$$[T_{\alpha\beta+}] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} \quad (3-14)$$

$$[T_{\alpha\beta-}] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & q \\ -q & 1 \end{bmatrix} \quad (3-15)$$

El operador q es un retraso de 90° , en el dominio temporal, aplicado a la señal de entrada para obtener su señal en cuadratura como puede observarse en la Figura 3-5.

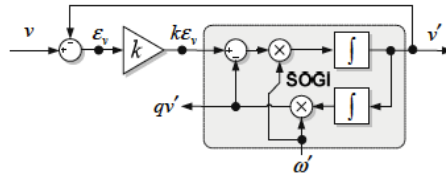


Figura 3-5 Diagrama general del filtro integrador generalizado de segundo orden funcionando como generador de señales en cuadratura (SOGI-QSG)

El filtro adaptativo entrega a la salida dos señales en cuadratura, definidas por las expresiones (3-16) y (3-17), la estructura de la figura se conoce como SOGI generador de señal en cuadratura (SOGI-QSG).

$$D(s) = \frac{v'}{v}(s) = \frac{k\omega's}{s^2 + k\omega's + \omega'^2} \quad (3-16)$$

$$Q(s) = \frac{qv'}{v}(s) = \frac{k\omega'^2}{s^2 + k\omega's + \omega'^2} \quad (3-17)$$

El ancho de banda del filtro pasa banda de la señal directa v' es independiente de la frecuencia central, determinado únicamente por k . Lo mismo pasa en el filtro pasabaja de la señal en cuadratura, donde la ganancia depende únicamente del valor de k . De las dos expresiones se concluye que la señal en cuadratura qv' se encuentra retrasada 90° respecto a v' , independientemente de la frecuencia fundamental de la señal de entrada y de la frecuencia de resonancia del filtro SOGI.

El bucle de enganche de frecuencia (FLL) se presenta como un mecanismo eficiente para la sintonización de la frecuencia central de los filtros SOGI-QSG, la estructura del filtro adaptativo con integración del FLL se muestra a continuación en Figura 3-6.

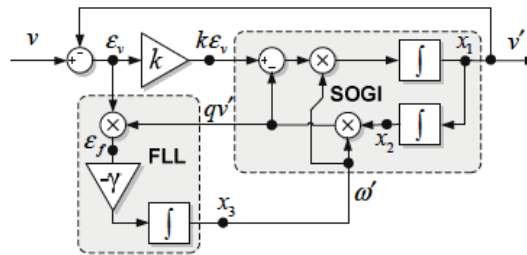


Figura 3-6 Diagrama general del método de sincronización monofásico SOGI-FLL

La respuesta del FLL puede ser analizada a partir de la relación existente entre la señal en cuadratura qv' y la señal de error ε_v . La función de transferencia de la señal de entrada respecto a la señal de error viene dada por la expresión (3-18):

$$E(s) = \frac{\varepsilon_v}{v}(s) = \frac{s^2 + \omega'^2}{s^2 + k\omega's + \omega'^2} \quad (3-18)$$

El error de frecuencia ε_f , puede ser expresado como el producto de ε_v y qv' , el valor del error de frecuencia presenta la siguiente definición de signo:

$$\varepsilon_f = \begin{cases} > 0; & \omega < \omega' \\ = 0; & \omega = \omega' \\ < 0; & \omega > \omega' \end{cases} \quad (3-19)$$

El integrador con ganancia negativa γ es utilizado para reducir el valor en estado estacionario a cero, esto se logra variando la frecuencia de resonancia ω' del filtro SOGI hasta que ésta coincide con la frecuencia de la señal de entrada ω .

La respuesta dinámica promediada del FLL cuando $\omega \approx \omega'$ viene expresada por (3-20) [69]:

$$\bar{\omega} = -\frac{\gamma V^2}{k\omega'}(\bar{\omega}' - \omega) \quad (3-20)$$

A partir de la expresión (3-21) puede expresarse el valor normalizado de la ganancia γ como se indica en [69], para linealizar el sistema de la Figura 3-7.

$$\gamma = \frac{k\omega'}{V^2} \Gamma \quad (3-21)$$

En la Figura 3-7 puede observarse que el sistema linealizado obtenido es independiente de las características de la señal de entrada y de la ganancia del filtro SOGI-QSG.

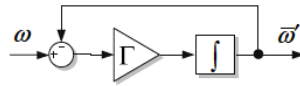


Figura 3-7 Diagrama de bloques del lazo de sintonización de la frecuencia del filtro SOGI

A partir del diagrama de bloques del lazo de corrección de frecuencia puede observarse que, al obtener la función de transferencia (3-22), el tiempo de establecimiento del sistema (3-23) depende únicamente del parámetro de diseño Γ .

$$\frac{\bar{\omega}'}{\omega} = \frac{\Gamma}{s + \Gamma} \quad (3-22)$$

$$t_s = \frac{5}{\Gamma} \quad (3-23)$$

La implementación del sistema SOGI-FLL linealizado se presenta en la Figura 3-8, donde la ganancia del FLL se ajusta en tiempo de ejecución a partir de las condiciones de operación de la red, asegurando que el tiempo de establecimiento será constante sin importar los cambios en las condiciones de la señal de entrada.

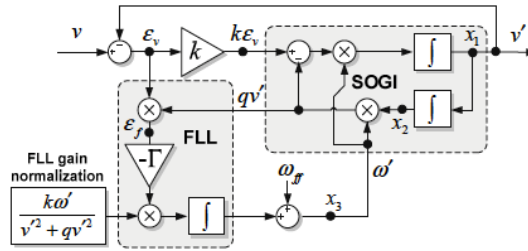


Figura 3-8 Diagrama del método de sincronización monofásico SOGI-FLL con FLL linealizado

En [70] se hace uso de dos sistemas SOGI con un único FLL, dado que se asume un sistema trifásico a tres hilos; a partir de la proyección de las secuencias directa e inversa obtenidas de las tensiones trifásicas al marco de referencia fijo $\alpha\beta$ (Figura 3-9).

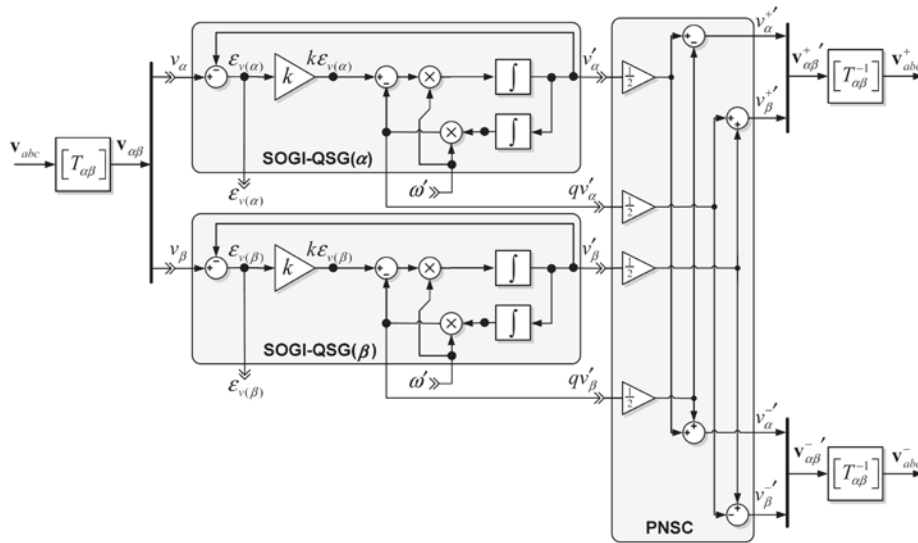


Figura 3-9 SOGI-FLL doble para el cálculo de la secuencia positiva y negativa de un sistema trifásico a tres hilos

A partir de las tensiones trifásicas de red se puede obtener la tensión de secuencia directa e inversa para poder realizar el sincronismo de forma adecuada sobre dichos sistemas equilibrados. El sistema propuesto, además, considera la utilización de varios filtros sintonizados a las frecuencias de los armónicos de baja frecuencia para ser restados de la señal de entrada de tensión una vez identificados, de esta forma se evita la necesidad de hacer el filtrado adaptativo muy restrictivo ayudando a mejorar el tiempo de establecimiento del sistema [71]. Esta misma estrategia se propone para la identificación de armónicos de corriente y la obtención de las componentes simétricas de las corrientes en el pcc para la compensación de los fenómenos ineficientes.

3.2. Técnicas de estimación de velocidad y posición de los generadores eléctricos.

Como ha sido mencionado anteriormente, la operación de los sistemas eólicos de generación en el punto de máxima potencia es posible únicamente en sistemas de velocidad variable. Con la finalidad de poder realizar el control de velocidad del sistema de generación de pequeña eólica es necesario contar con una medida de velocidad o bien hacer uso de una técnica de estimación de la velocidad y posición del generador eléctrico. Con el uso de sensores de posición y velocidad para el control, el sistema aumenta en complejidad y costo de producción y mantenimiento, que en sistemas de minieólica pueden ser inviables. Gracias a las técnicas de estimación de velocidad es posible realizar el control de velocidad del generador sin necesidad de contar con una medida directa de la velocidad del sistema haciendo uso de medidas de variables eléctricas.

A continuación se presenta una breve descripción de algunas de las técnicas de estimación de velocidad de máquinas eléctricas más comunes, divididas en técnicas no adaptativas y técnicas adaptativas; así como la técnica que será implementada en la presente tesis.

Las técnicas no adaptativas descritas son:

- Método de cálculo directo
- Integración de la fuerza contraelectromotriz

Mientras las técnicas adaptativas son:

- Filtro extendido de Kalman
- Sistema adaptativo por modelo de referencia
- Observador en modo deslizante

Las técnicas de bucle abierto realizan la estimación de las variables mecánicas de la máquina eléctrica a partir de medidas eléctricas y parámetros propios de la máquina, si bien estos métodos son directos y representan poco coste computacional, al no tener una realimentación de las variables estimadas no es posible asegurar que la estimación es correcta. Las técnicas de bucle cerrado, también llamadas adaptativas, realizan la estimación de la velocidad y posición a partir de una comparación entre variables reales y modeladas matemáticamente, con la finalidad de reducir el error a cero y asegurar la convergencia del sistema.

3.2.1. Método de cálculo directo

Este método, propuesto en [72], calcula el ángulo del rotor y la velocidad a partir de las magnitudes del estator. A partir de las magnitudes conocidas del estator, se derivan las expresiones (3-24) y (3-25).

$$A = v_\alpha - v_c - r_s(i_b - i_c) - L_d p(i_b - i_c) - \sqrt{3}\omega_r(L_q - L_d)i_a \quad (3-24)$$

$$B = \sqrt{3}(v_\alpha - r_s i_a - L_d p i_a) + \omega_r(L_q - L_d)(i_b - i_c) \quad (3-25)$$

A partir de las cuales la posición del rotor puede ser calculada por medio de (3-26)

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{A}{B}\right) \quad (3-26)$$

A partir de las expresiones (3-27) y (3-28), derivadas para una máquina de imanes permanentes superficiales, la velocidad del rotor puede ser calculada por medio de (3-29).

$$C = (v_\alpha - r_s i_a - L_s p i_a)^2 + \frac{1}{3}[v_b - v_c - r_s(i_b - i_c) - L_s p(i_b - i_c)]^2 \quad (3-27)$$

$$D = \lambda_M \quad (3-28)$$

$$\omega_r = \frac{\sqrt{C}}{D} \quad (3-29)$$

Este método es simple y de fácil implementación con una rápida respuesta dinámica, dado que todos los cálculos se realizan de manera directa con valores instantáneos. Sin embargo, la presencia de ruido en la medida, o desviaciones en la corriente del estator puede generar errores en el cálculo de las magnitudes de velocidad y posición. El mayor problema de este método es la incertidumbre y las variaciones en el tiempo de los parámetros de la máquina necesarios para realizar los cálculos [52].

3.2.2. Integración de la fuerza contraelectromotriz

Dado que la fuerza contraelectromotriz es directamente proporcional a la velocidad del rotor y el ángulo, es posible estimar la velocidad y ángulo del rotor por medio de la fuerza contraelectromotriz. Las expresiones (3-30) y (3-31) describen la fuerza contraelectromotriz proyectada en el marco de referencia síncrono [73].

$$e_{\alpha d} = u_d - i_d R = K\omega \cos \theta \quad (3-30)$$

$$e_{\alpha q} = u_q - i_q R = K\omega \sin \theta \quad (3-31)$$

La posición del rotor puede ser encontrada a partir de la tangente del ángulo obtenida como se indica en (3-32), y aplicando la función inversa se obtiene la posición (3-33):

$$\frac{e_{\alpha q}}{e_{\alpha d}} = \frac{u_q - i_q R}{u_d - i_d R} = \tan \theta \quad (3-32)$$

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{e_{\alpha q}}{e_{\alpha d}} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{u_q - i_q R}{u_d - i_d R} \right) \quad (3-33)$$

Cabe destacar que, como ha sido mencionado, todos los métodos descritos son de bucle abierto y no es posible asegurar la correcta estimación de las variables mecánicas del rotor.

3.2.3. Filtro extendido de Kalman

El filtro de Kalman (KF) y filtro extendido de Kalman (EKF) son filtros de tipo estocásticos, el filtro de Kalman es aplicado a sistemas lineales y el filtro extendido de Kalman es aplicado a sistemas no lineales. El filtro extendido de Kalman se basa en la estimación de la varianza mínima cuadrática para el cálculo del estado del sistema no lineal. A partir de magnitudes conocidas, sin importar la precisión de estas, realiza de forma rápida y precisa la variable de interés. En su aplicación para la estimación de la velocidad y la posición de una MSIP, a partir de las ecuaciones de la máquina se definen las matrices A, B y C de la siguiente forma [74]:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{R_s}{L_d} & p\omega_r & 0 & 0 \\ -p\omega_r \frac{L_d}{L_q} & \frac{R_s}{L_q} & -p \frac{\psi}{L_q} & 0 \\ p \frac{L_q - L_d}{J} i_q & p \frac{\psi}{J} & \frac{B}{J} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3-34)$$

$$B = \begin{bmatrix} 1 \\ L_d \\ 1 \\ L_q \\ T \\ J \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3-35)$$

$$C = \begin{bmatrix} i_d & 0 & 0 & 0 \\ 0 & i_q & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3-36)$$

Mediante (3-34)-(3-36) se definen la ecuación del modelo (3-37) y la ecuación de observación(3-38).

$$x_k = A * x_{k-1} + B * u_k + w_k \quad (3-37)$$

$$y_k = C * x_k + v_k \quad (3-38)$$

Donde w modela el ruido del sistema y v modela el ruido de la observación, x es el vector de estado, y u el vector de control. En las expresiones (3-36) y (3-37), se realiza un cambio de variable para definir:

$$f(x_{k-1}, u_k) = A * x_{k-1} + B * u_k \quad (3-39)$$

$$h(x_k) = C * x_k \quad (3-40)$$

A partir de estas definiciones se ejecuta el algoritmo del EKF que consta de dos partes: la etapa de predicción y la etapa de actualización. En la etapa de predicción, el filtro predice los valores del siguiente estado del sistema; en la etapa de actualización se calcula la ganancia de Kalman, se realiza una nueva estimación del estado y se calcula la matriz de covarianza del vector de estado del sistema. Los pasos para la aplicación del filtro extendido de Kalman son los siguientes:

1. Inicializar las matrices del vector de estado y de covarianza:

$$\hat{x}(t_0), P(t_0), Q(t_0), R(t_0)$$

2. Predecir el vector de estado:

$$\hat{x}_{k|k-1} = f(\hat{x}_{k-1|k-1}, u_k)$$

3. Estimar la matriz de covarianza:

$$P_{k|k-1} = F_k * P_{k-1|k-1} * F_k^T + Q_k$$

4. Calcular la ganancia de Kalman:

$$K_k = P_{k|k-1} H_k^T [H_k P_{k|k-1} H_k^T + R_k]^{-1}$$

5. Estimar el vector de estado:

$$\hat{x}_{k|k} = \hat{x}_{k|k-1} + K_k [y_k - h(\hat{x}_{k|k-1})]$$

6. Actualizar la matriz de error de covarianza.

$$P_{k|k} = (I - K_k H_k) P_{k|k-1}$$

Las matrices F_k y H_k se denominan de transición del estado y de observación, respectivamente y se definen por los siguientes Jacobianos:

$$F_k = \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{\hat{x}_{k-1|k-1}, u_k} \quad (3-41)$$

$$H_k = \frac{\partial h}{\partial x} \Big|_{\hat{x}_{k|k-1}} \quad (3-42)$$

La estimación de velocidad y posición por medio del filtro extendido de Kalman presenta como mayor desventaja una mala respuesta a bajas velocidades. Por otro lado, un filtro extendido de Kalman con un buen diseño es inmune a los ruidos de medida y a las incertidumbres en los parámetros del sistema; además se han desarrollado implementaciones optimizadas para reducir el tiempo computacional necesario para los cálculos [75], [76].

3.2.4. Sistema adaptativo por modelo de referencia

A diferencia del filtro extendido de Kalman, el sistema adaptativo por modelo de referencia compara un modelo de referencia con un modelo ajustable para reducir el error a cero. El sistema adaptativo por modelo de referencia se basa en el criterio de estabilidad de Popov y ha demostrado una buena respuesta en el control sin sensores de una máquina síncrona de imanes permanentes (MSIP) [77].

El sistema adaptativo por modelo de referencia, como su nombre lo indica, hace uso de un modelo de referencia expresado en el espacio de estados por (3-43) y (3-44), que para el caso concreto de la aplicación representa el modelo matemático de la MSIP.

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (3-43)$$

$$y = Cx \quad (3-44)$$

Y de un modelo ajustable que posee una estructura similar a la del modelo de referencia y se expresa por medio de las ecuaciones (3-45) y (3-46).

$$\dot{\hat{x}} = \hat{A}\hat{x} + Bu + K(y - \hat{y}) \quad (3-45)$$

$$\hat{y} = C\hat{x} \quad (3-46)$$

En las expresiones de los modelos de referencia y ajustable, los vectores u , x y y representan el vector de entrada, el vector de estado y el vector de salida, respectivamente. A , B y C son parámetros de la máquina y K es una ganancia. Las variables estimadas se expresan por medio del marcador $\hat{\cdot}$.

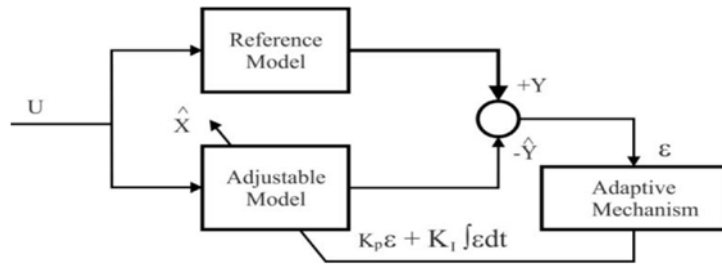


Figura 3-10 Diagrama de bloques general del método de estimación de velocidad y posición por sistema adaptativo por modelo de referencia

El vector de error ε representa la diferencia entre el modelo de referencia y el modelo ajustable. El error viene dado por la siguiente ecuación (3-47):

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{d}{dt}(x - \hat{x}) = (Ax - \hat{A}\hat{x} - K(Cx - C\hat{x})) \quad (3-47)$$

Como consecuencia, el parámetro evaluado convergerá con su valor real. El sistema adaptativo por modelo de referencia tiene la ventaja de presentar una rápida adaptación [78].

3.2.5. Observador en modo deslizante (OMD)

El control en modo deslizante es un sistema de control no lineal que presenta robustez frente a variaciones de los parámetros del sistema, por lo cual ha sido ampliamente utilizado para control de sistemas no lineales. Este tipo de control es utilizado para restringir las variables de estado sobre una superficie de deslizamiento cambiando la estructura del sistema de forma dinámica. En control de velocidad sin sensores de una MSIP se aplica el control en modo deslizante como observador del estado, por lo cual es llamado observador del estado en modo deslizante o simplemente observador en modo deslizante. Este método de estimación de velocidad presenta algunas desventajas como son el efecto de *chattering* y un retraso en la estimación de la posición del rotor [79], [80].

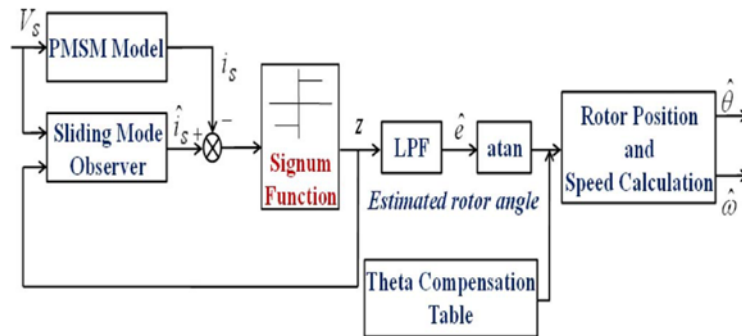


Figura 3-11 Esquema general del estimador de velocidad y posición del rotor en una MSIP a partir de un observador en modo deslizante

La Figura 3-11 presenta el diagrama de bloques del estimador de la velocidad y posición del rotor de una MSIP a partir de un observador en modo deslizante. El esquema convencional del observador en modo deslizante hace uso de un filtro pasa baja para eliminar el efecto de *chattering* provocado por la función de conmutación, dicha función es una función signo que conmuta con el cambio de signo del error de estimación del observador, la alta frecuencia provocada por la función de conmutación es la causante del efecto de *chattering*.

El *chattering* se presenta en forma de oscilaciones de alta frecuencia y amplitud finita en la estructura de control. Este efecto puede causar un mal desempeño en el control, generando oscilaciones en los sistemas mecánicos que pueden provocar un mayor desgaste o incluso el daño de los sistemas mecánicos. Este efecto se presenta por dos razones, ambas producto de la alta frecuencia generada por la función de conmutación: en primer lugar, en el análisis frecuencial de la planta suelen despreciarse las dinámicas en alta frecuencia y la señal de alta frecuencia generada por la función de conmutación puede excitarlas y generar oscilaciones; y en segundo lugar, el control en modo deslizante considera una frecuencia de conmutación infinita para la función de conmutación, sin embargo en una implementación real esta suposición no es posible, por lo que aparecen oscilaciones no consideradas en el modelo ideal [81].

Las ecuaciones de estado de la MSIP en marco de referencia fijo $\alpha\beta$ se presentan en (3-48) y (3-49), donde la corriente del estator es la variable de estado.

$$\frac{di_{\alpha}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}i_{\alpha} - \frac{1}{L_s}e_{\alpha} + \frac{1}{L_s}v_{\alpha} \quad (3-48)$$

$$\frac{di_{\beta}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}i_{\beta} - \frac{1}{L_s}e_{\beta} + \frac{1}{L_s}v_{\beta} \quad (3-49)$$

Donde las variables de corriente i , fuerza contraelectromotriz e y tensión de fase v ; con subíndice $\alpha\beta$ representan variables en marco de referencia fijo. Y las variables con subíndice s representan la resistencia R y la inductancia L del estator. A partir de la fuerza contraelectromotriz en marco de referencia fijo, expresada en (3-50) y (3-51), puede determinarse el ángulo de posición del rotor de acuerdo a (3-52) y mediante la derivada del ángulo obtener la velocidad (3-53).

$$e_\alpha = -\psi_f \omega_r \sin \theta \quad (3-50)$$

$$e_\beta = \psi_f \omega_r \cos \theta \quad (3-51)$$

$$\theta = -\tan^{-1} \left(\frac{e_\alpha}{e_\beta} \right) \quad (3-52)$$

$$\omega = \frac{d}{dt} \theta \quad (3-53)$$

El observador en modo deslizante busca estimar la fuerza contraelectromotriz generada para el cálculo de la posición y la velocidad del rotor. La expresión de la corriente del estator, en ejes $\alpha\beta$, en el modelo del observador está dada por (3-54) y (3-55):

$$\frac{d\hat{i}_\alpha}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \hat{i}_\alpha + \frac{1}{L_s} v_\alpha - \frac{1}{L_s} k \cdot \text{sign}(\hat{i}_\alpha - i_\alpha) \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (3-54)$$

$$\frac{d\hat{i}_\beta}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \hat{i}_\beta + \frac{1}{L_s} v_\beta - \frac{1}{L_s} k \cdot \text{sign}(\hat{i}_\beta - i_\beta) \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (3-55)$$

Donde las fuerzas contraelectromotrices son expresadas a partir de (3-56) y (3-57); donde la ganancia k y la función signo (sign) del error de la corriente estimada $\bar{i} = \hat{i} - i$ a través del filtro paso bajo sirven para estimar la fuerza contraelectromotriz [80].

$$\hat{e}_\alpha = k \cdot \text{sign}(\bar{i}_\alpha) \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (3-56)$$

$$\hat{e}_\beta = k \cdot \text{sign}(\bar{i}_\beta) \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (3-57)$$

Como se ha mencionado anteriormente, los principales problemas del observador en modo deslizante son el efecto de *chattering* y el desfase generado en la estimación de la posición por el filtro paso bajo utilizado para evitar las oscilaciones provocadas por el propio *chattering*.

3.2.6. Técnica propuesta para la estimación de la velocidad y la posición del rotor.

El método propuesto para la estimación de la velocidad y la posición del rotor se basa en el observador en modo deslizante, sustituyendo la función signo por la función sigmoide (3-58) como función de conmutación. El objetivo es evitar el efecto de *chattering* con lo cual se elimina la necesidad de un filtro paso bajo, con lo que a su vez se evita el desfase en la estimación del ángulo del rotor.

$$S(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (3-58)$$

La función de conmutación del observador en modo deslizante (3-59) se obtiene sustituyendo la función signo por la función sigmoide:

$$\begin{bmatrix} H(\bar{i}_\alpha) \\ H(\bar{i}_\beta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{2}{1 + e^{-(a\bar{i}_\alpha)}} \right) - 1 \\ \left(\frac{2}{1 + e^{-(a\bar{i}_\beta)}} \right) - 1 \end{bmatrix} \quad (3-59)$$

Donde $H(\bar{i})$ es la función de conmutación del observador en función del error de estimación de la corriente del estator en marco de referencia fijo; a es una constante positiva que ayuda a regular la pendiente de cambio de la función sigmoide. La Figura 3-12 muestra la influencia de la variable a en la pendiente de cambio.

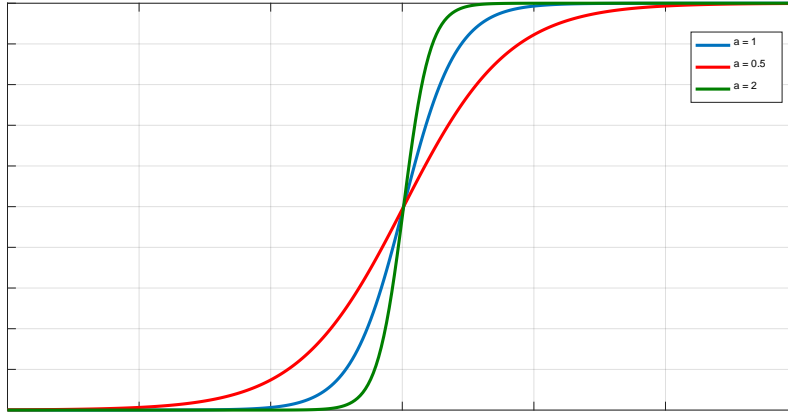


Figura 3-12 Influencia de la variable a en la pendiente de cambio de la función sigmoide

A partir de la expresión de la función sigmoide y del modelo en ejes $\alpha\beta$ de la MSIP, puede escribirse la expresión de la corriente en el modelo del observador en modo deslizante implementado:

$$\frac{d\hat{i}_\alpha}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\hat{i}_\alpha + \frac{1}{L_s}v_\alpha - \frac{1}{L_s}kH(\bar{i}_\alpha) \quad (3-60)$$

$$\frac{d\hat{i}_\beta}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\hat{i}_\beta + \frac{1}{L_s}v_\beta - \frac{1}{L_s}kH(\bar{i}_\beta) \quad (3-61)$$

En el modelo de observador implementado se evita el efecto de *chattering* mediante el uso de la función sigmoide; mientras la ganancia k debe ser ajustada para cumplir con el criterio de estabilidad de Lyapunov [82]. Como se ha comentado anteriormente, el objetivo del control en modo deslizante es conducir el estado del sistema a la superficie de deslizamiento, una vez alcanzada la superficie el control mantiene el estado en la cercanía de la dicha superficie. Para el observador en modo deslizante la superficie de deslizamiento puede ser definida, a partir del error de estimación de la corriente \bar{i}_α e \bar{i}_β , de la siguiente forma:

$$S_n = [\bar{i}_\alpha \quad \bar{i}_\beta]^T \quad (3-62)$$

El modo de deslizamiento se da cuando se alcanza la superficie de deslizamiento, es decir, cuando el error de estimación de la corriente se hace cero. La función de Lyapunov utilizada para encontrar la condición de deslizamiento puede expresarse de la forma:

$$V = \frac{1}{2} S_n^T S_n \quad (3-63)$$

De acuerdo al teorema de estabilidad de Lyapunov, la condición de deslizamiento debe obtenerse para satisfacer la condición que la función sea mayor que cero ($V > 0$) y su derivada menor que cero ($\dot{V} < 0$), siendo (3-64) la derivada de la función de Lyapunov.

$$\dot{V} = S_n^T \dot{S}_n \quad (3-64)$$

A partir de (3-60) y (3-61), se definen las ecuaciones de error del observador por (3-65) y (3-66).

$$\frac{d}{dt} \bar{i}_\alpha = -\frac{R_s}{L_s} \bar{i}_\alpha + \frac{1}{L_s} e_\alpha - \frac{1}{L_s} kH(\bar{i}_\alpha) \quad (3-65)$$

$$\frac{d}{dt} \bar{i}_\beta = -\frac{R_s}{L_s} \bar{i}_\beta + \frac{1}{L_s} e_\beta - \frac{1}{L_s} kH(\bar{i}_\beta) \quad (3-66)$$

La condición de estabilidad puede ser derivada en función de (3-65) y (3-66), de la siguiente forma:

$$\dot{V} = [\bar{i}_\alpha \quad \bar{i}_\beta] \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} \bar{i}_\alpha + \frac{1}{L_s} (e_\alpha - kH(\bar{i}_\alpha)) \\ -\frac{R_s}{L_s} \bar{i}_\beta + \frac{1}{L_s} (e_\beta - kH(\bar{i}_\beta)) \end{bmatrix} < 0 \quad (3-67)$$

La expresión se puede expandir en (3-68) para encontrar la ganancia que satisface la condición de acuerdo a (3-69).

$$-\frac{R_s}{L_s} [(\bar{i}_\alpha)^2 - (\bar{i}_\beta)^2] + \frac{1}{L_s} [e_\alpha \bar{i}_\alpha - \bar{i}_\alpha kH(\bar{i}_\alpha)] + \frac{1}{L_s} [e_\beta \bar{i}_\beta - \bar{i}_\beta kH(\bar{i}_\beta)] \quad (3-68)$$

$$k \geq \max(|e_\alpha|, |e_\beta|) \quad (3-69)$$

Si se desea mantener la frecuencia de conmutación del observador en modo deslizante el número de conmutaciones es alto a bajas frecuencias eléctricas comparado con altas frecuencias, esta característica genera un error de estimación a bajas rpm (puesto que suele primarse la estimación a altas frecuencias); por este motivo el valor de la ganancia k es ajustado en función de la velocidad de giro (3-70), con lo cual se varían los límites de la función sigmoide con la finalidad de mantener el tiempo de respuesta constante.

$$k_{va} = k\omega^* \quad (3-70)$$

La ganancia variable se actualiza en función de la velocidad de referencia que tenga el lazo de velocidad del sistema de generación minieólica, la variación de la ganancia afecta de forma directa a la capa límite de la función sigmoide como se puede observar en la Figura 3-13.

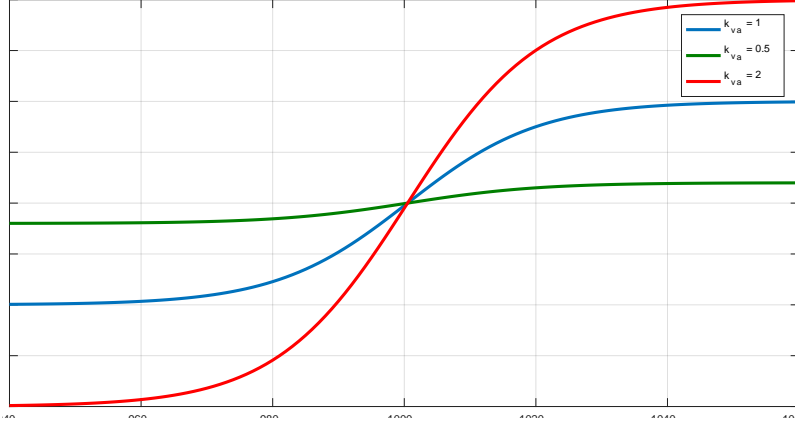


Figura 3-13 Variación de la capa límite de la función sigmoide en función de la ganancia k_{va}

Con una ganancia adecuada se asegura el deslizamiento y la estabilidad del observador, al alcanzarse la superficie de deslizamiento se tiene que:

$$[\bar{i}_\alpha \quad \bar{i}_\beta] = [\bar{i}_\alpha \quad \bar{i}_\beta] = 0 \quad (3-71)$$

Las expresiones de los modelos de estimación de corriente del estator y fuerza contraelectromotriz del observador en modo deslizante son las siguientes:

$$\frac{d\hat{i}_\alpha}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\hat{i}_\alpha + \frac{1}{L_s}v_\alpha - \frac{1}{L_s}k_{va}H(\bar{i}_\alpha) \quad (3-72)$$

$$\frac{d\hat{i}_\beta}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\hat{i}_\beta + \frac{1}{L_s}v_\beta - \frac{1}{L_s}k_{va}H(\bar{i}_\beta) \quad (3-73)$$

$$\hat{e}_\alpha = k_{va}H(\bar{i}_\alpha) \quad (3-74)$$

$$\hat{e}_\beta = k_{va}H(\bar{i}_\beta) \quad (3-75)$$

El diagrama de bloques de la Figura 3-14 muestra el esquema propuesto para la estimación de la velocidad y la posición del rotor a partir de un observador en modo deslizante.

4. Sistema propuesto.

En el presente capítulo se detalla el sistema propuesto, así como los elementos que lo conforman; la comprobación de los sistemas propuestos se presenta en el capítulo siguiente. La Figura 4-1 presenta el diagrama de bloques general del sistema propuesto, como ha sido comentado se trata de un convertidor electrónico de potencia bidireccional *back-to-back* que sirve como interfaz entre un sistema de generación de pequeña eólica, en régimen de velocidad variable, y la red eléctrica.

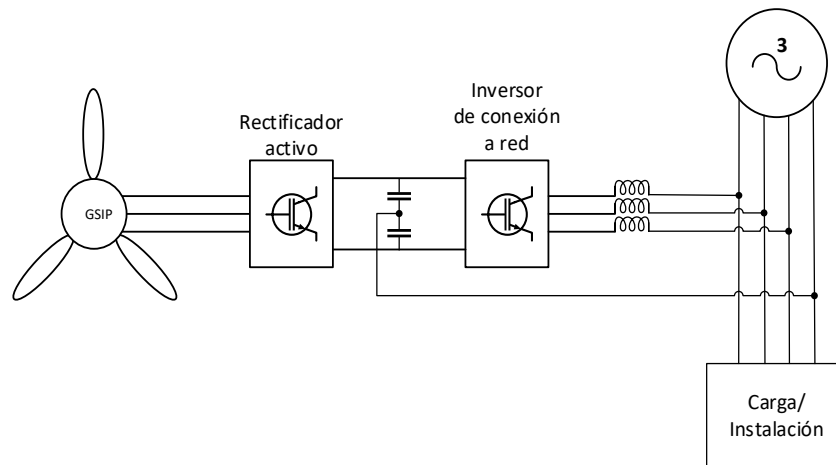


Figura 4-1 Diagrama de bloques general del sistema propuesto.

El convertidor electrónico consta de dos convertidores conectados en serie mediante un bus de continua compartido. El convertidor del lado del generador eléctrico funciona como rectificador activo y el convertidor del lado de la red funciona como inversor.

En primer lugar se describe el sistema del convertidor del lado del generador, el rectificador activo se encarga de mantener el control de la turbina eólica por medio de la extracción de la potencia eléctrica generada a partir de la potencia del viento capturada; será descrito el control que se realiza en el lazo de velocidad, en el cual la velocidad de referencia viene dada por un algoritmo de búsqueda y seguimiento del punto de máxima potencia y la realimentación viene dada por el observador en modo deslizante descrito anteriormente; a continuación, se describirá el control en el lazo de corriente para la transferencia de la energía al bus de continua compartido con el inversor de conexión a red.

En segundo lugar se describe el sistema del convertidor del lado de la red, el inversor de conexión a red se encarga de transferir la energía extraída del sistema de conversión de minieólica a la red eléctrica, manteniendo la tensión del bus de continua compartido en un valor de tensión de

referencia; para la correcta conexión a la red se hace uso del método de sincronización descrito en el capítulo anterior. En esta sección también será descrito el sistema de gestión y optimización de la potencia aparente del inversor de conexión a red mediante el cual se hace uso de la potencia no utilizada en la transferencia de potencia activa a la red para la compensación de potencias ineficientes existentes en el pcc.

4.1. Funcionamiento del convertidor del lado del generador.

El sistema de generación de pequeña eólica utilizado como modelo para el sistema propuesto en la presente tesis es un modelo Wind Plus 25.3 del fabricante Bornay Aerogeneradores S.L.U. (www.bornay.com), es un modelo tripala de potencia nominal de 5 kW con un generador síncrono de imanes permanentes acoplado directamente al rotor de la turbina.

Las características del sistema de generación se presentan en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1 Características del sistema de generación de pequeña eólica Wind Plus 25.3

| | |
|---|-------------------------|
| Potencia nominal | 5 kW |
| Potencia máxima | 7 kW |
| Velocidad nominal | 375 rpm |
| Tensión | 3~ 220 V_{L-L} |
| Pares de polos | 8 |
| Resistencia del estator | 1.289 Ω |
| Inductancia del estator en marco de referencia síncrono | 8.35 mH |
| Enlace de flujo magnético de los imanes permanentes | 0.58 |
| Momento de inercia | 1.2 kg · m ² |
| Longitud de pala | 2 m |

En la Figura 4-2 se presenta el diagrama de bloques detallado del convertidor del lado del generador y el control realizado en el sistema propuesto.

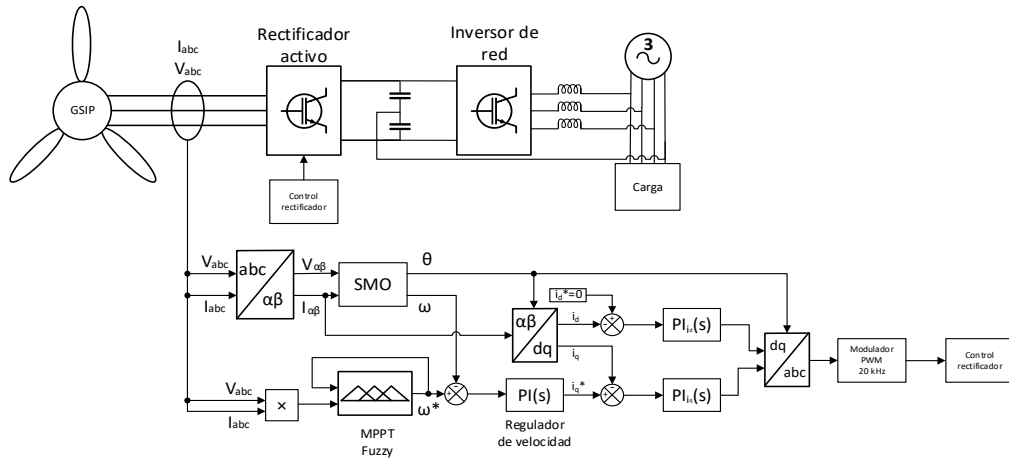


Figura 4-2 Diagrama de bloques del convertidor del lado del generador con el esquema de control propuesto

En las secciones siguientes se procede a detallar los componentes del diagrama de bloques de la Figura 4-2; en primer lugar se describe el lazo de corriente del rectificador activo, la estrategia de control seleccionada y el diseño de los reguladores PI; a continuación se describe el lazo de velocidad, en esta sección se detalla el algoritmo de búsqueda y seguimiento de máxima potencia así como el diseño del regulador para la velocidad.

4.1.1. Esquema de control de velocidad y corriente del convertidor del lado del generador

Como se ha visto en la Figura 4-2 el control del rectificador activo se realiza por medio de dos reguladores de corriente y un regulador de velocidad para el control del aerogenerador. El control de la corriente se realiza en marco de referencia síncrono con la finalidad de poder hacer uso de reguladores PI sobre las magnitudes de continua resultantes al aplicar la transformada de Park a las corrientes, sin embargo para esto es necesario contar con la información del ángulo de posición del rotor. La estrategia de control planteada es de máximo par por amperio, que para el caso de máquinas de imanes permanentes superficiales, como es el caso del modelo utilizado para la presente tesis, es igual que el llamado control de ángulo de par constante. La filosofía de control es mantener la corriente en eje directo igual a cero, haciendo que el vector de corriente esté alineado con el eje q del marco de referencia síncrono con lo que la corriente extraída sea la correspondiente al par electromagnético del generador de acuerdo a (2-35). De acuerdo a la filosofía de control planteada el regulador de la velocidad del aerogenerador genera la referencia de corriente que debe ser extraída por el rectificador para mantener la velocidad en el valor de referencia. Dicha referencia de corriente será la referencia de la corriente en el eje q , mientras la corriente en el eje d se controla para mantenerla igual a cero.

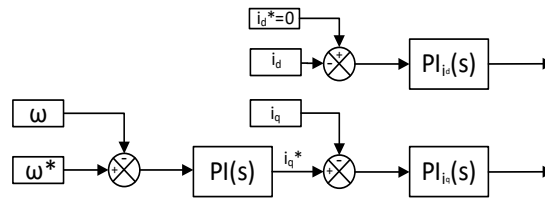


Figura 4-3 Lazos de control de corriente y velocidad del convertidor del lado del generador

En la Figura 4-3 las variables con el marcador * indican valores de referencia y las variables sin dicho marcador representan las variables medidas (corrientes) o estimadas (velocidad). El regulador de velocidad actúa sobre el error entre la velocidad de referencia y la velocidad estimada, a partir de la salida del regulador PI de velocidad se determina la corriente de referencia para el regulador PI de la corriente en el eje q .

De las expresiones de la tensión en el estator en el marco de referencia síncrono (2-28) y (2-29) puede observarse que existe un acoplamiento entre ellas, es por este motivo que se emplea un término de desacoplamiento para que las corrientes puedan ser controladas de forma independiente una de la otra. El término de acoplamiento es la fuerza contraelectromotriz por lo tanto es necesario sumar el término de compensación $\bar{\omega}_e \psi_d$ a (2-29) y restar el término de compensación $\bar{\omega}_e \psi_q$ a (2-28) para desacoplar las magnitudes. El esquema de control con los términos de desacoplamiento toma la forma de la Figura 4-4.

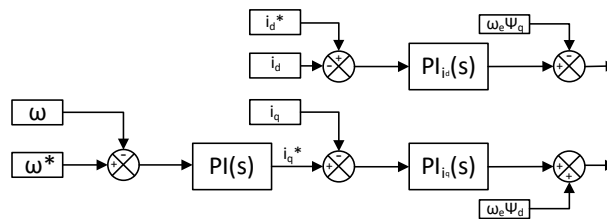


Figura 4-4 Esquema de control con términos de desacoplo

Una vez determinado el esquema de control, a continuación se presenta el diseño de los controladores de corriente.

4.1.2. Diseño de los reguladores de corriente

El diagrama de bloques del lazo de control de corriente, válido para el regulador de la corriente en el eje d como para el regulador de la corriente en el eje q , se presenta en la Figura 4-5.

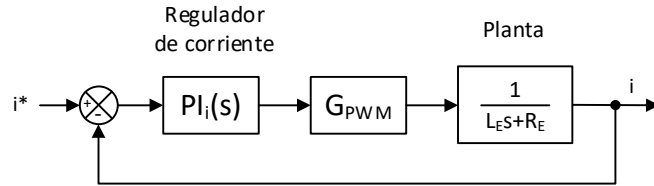


Figura 4-5 Lazo de control de corriente en marco de referencia síncrono

El lazo de regulación de las corrientes en marco de referencia síncrono consta de dos bloques y una realimentación unitaria [83].

- El bloque del regulador es un controlador PI, cuando las variables de control son magnitudes continuas la parte integral de este regulador consigue error cero en estado estacionario. El regulador PI consta de dos términos: un término proporcional y un término integral, la función de transferencia del regulador se presenta en (4-1).

$$G_i(s) = k_{p_i} + \frac{k_{i_i}}{s} \quad (4-1)$$

- El bloque de planta representa la función de transferencia del sistema eléctrico (4-2), a partir de las expresiones (2-67), (2-68) y (2-69), tomando como entrada la tensión y como salida la corriente.

$$G_{p_i}(s) = \frac{i_E(s)}{v_E(s)} = \frac{-V_{DC}}{R_s + sL_s} \quad (4-2)$$

La función de transferencia en lazo abierto del control de corriente se expresa mediante (4-3):

$$G_{i_{OL}}(s) = G_i(s) \cdot G_{PWM} \cdot G_{p_i}(s) \quad (4-3)$$

La función de transferencia del lazo de corriente presentada en (4-3) es válida para los dos lazos de corriente. El regulador se diseña considerando la frecuencia de conmutación del rectificador activo, siendo esta de 20 kHz; así como los valores de R_s y L_s que se presentaron en la Tabla 4-1 y la tensión del bus de continua se ha tomado igual a 500 V. Para evitar que la componente de conmutación afecte al lazo de control, la frecuencia de corte de este debe estar por lo menos una década por debajo de la frecuencia de conmutación. En la Figura 4-6 se muestra el diagrama de Bode de la planta y del lazo de corriente T_i .

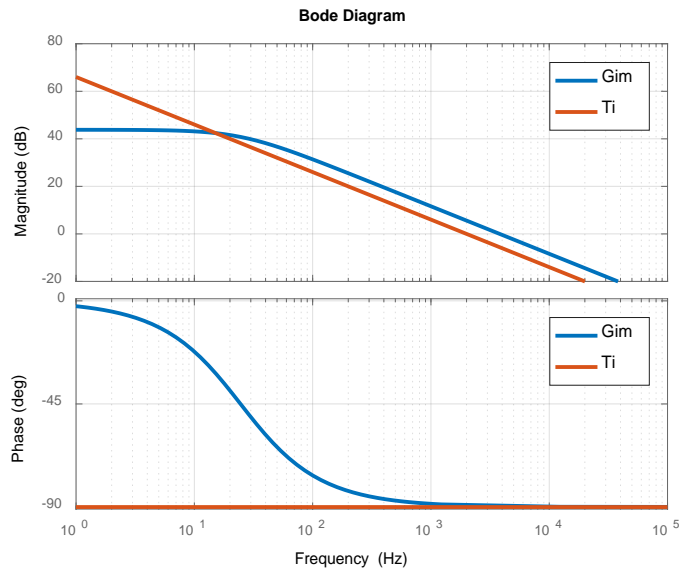


Figura 4-6 Diagrama de Bode de los lazos de control de corriente

La frecuencia de corte del lazo de corriente se selecciona una década por debajo de la frecuencia de conmutación a 2 kHz y con un margen de fase $MF > 50^\circ$. Las constantes para los reguladores PI de corriente son los siguientes:

$$Kp = 0.5246$$

$$Ki = 80.99$$

4.1.3. Diseño del regulador de velocidad

El diagrama de bloques del lazo de control de la velocidad del aerogenerador se presenta en la Figura 4-7. Como se ha mencionado la acción de control del regulador de velocidad genera la referencia para el lazo de control de la corriente relacionada al par, esto con la finalidad de generar un par electromecánico en contraposición al par mecánico generado por el viento incidente en las palas de la turbina eólica, alcanzando así un estado de equilibrio para mantener la turbina a la velocidad de referencia.

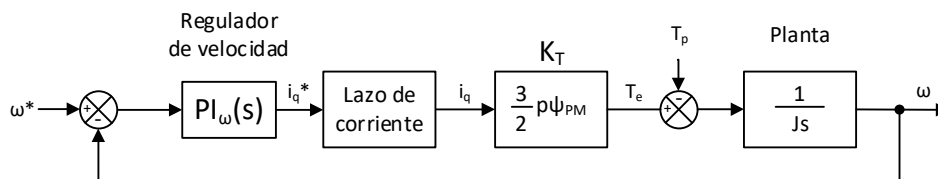


Figura 4-7 Lazo de control de velocidad

Los elementos que figuran en el esquema de control son los siguientes:

- El bloque del regulador es un controlador PI, cuya función de transferencia se presenta en (4-4), el bloque regulador tiene la misma función de transferencia que el bloque regulador de los lazos de corriente.

$$G_{\omega}(s) = k_{p\omega} + \frac{k_{i\omega}}{s} \quad (4-4)$$

- El bloque del lazo de corriente se refiere al correspondiente a la corriente i_q , analizado en la sección anterior y que relaciona la corriente de referencia con la corriente de la etapa de potencia.

$$G_{i_{CL}}(s) = \frac{G_{i_{OL}}}{G_{i_{OL}} + 1} \quad (4-5)$$

- El bloque K_T permite, a partir de (2-35), expresar la corriente en el eje q de la etapa de potencia como par con la finalidad de poder aplicar la expresión del modelo mecánico del aerogenerador (2-50). La relación entre corriente y par es llamada constante de par.
- El bloque de planta representa el modelo mecánico del sistema de generación de pequeña eólica tomando como entrada la diferencia entre el par mecánico de la turbina y el par electromagnético del generador, a partir de (2-50) puede encontrarse la función de transferencia (4-6).

$$G_{p\omega}(s) = \frac{\omega_r}{T_r - T_e} = \frac{1}{Js} \quad (4-6)$$

La ganancia de lazo del sistema de control de velocidad, despreciando las perturbaciones de par, se expresa por medio de (4-9) y corresponde al diagrama de bloques de la Figura 4-8.

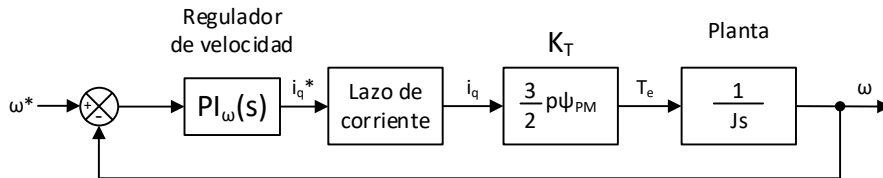


Figura 4-8 Lazo de velocidad simplificado

$$G_{\omega_{OL}}(s) = G_{\omega}(s) \cdot G_{i_{CL}}(s) \cdot K_T \cdot G_p(s) \quad (4-7)$$

El regulador de velocidad se diseña bajo el criterio de tener una frecuencia de cruce al menos una década por debajo de la frecuencia de cruce del lazo de corriente. En la Figura 4-9 se muestra el diagrama de Bode.

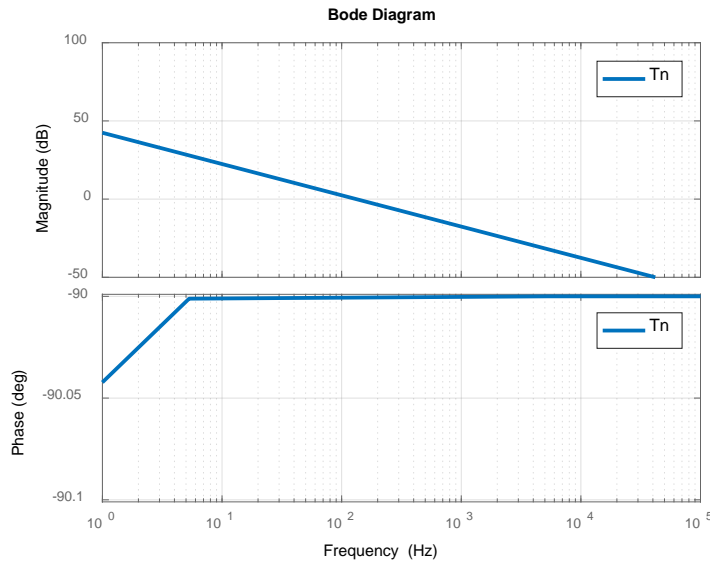


Figura 4-9 Diagrama de bode del lazo de velocidad

La frecuencia de corte del lazo de velocidad es ajustada a 200 Hz y con un margen de fase $MF > 50^\circ$, los valores del regulador PI del lazo de velocidad son los siguientes:

$$K_p = 20.0$$

$$K_i = 0.01.$$

La principal ventaja de los sistemas de generación eólica que operan en régimen de velocidad variable es la capacidad que tienen para maximizar la potencia extraída del viento, ya que como se ha mencionado anteriormente existe una potencia máxima para cada velocidad de viento, de acuerdo a la curva característica $\lambda - C_p$, la cual es generada a una determinada velocidad de giro de la turbina que varía de acuerdo a la propia velocidad del viento. Con la finalidad de hacer que el aerogenerador funcione a la velocidad óptima de acuerdo al viento incidente, debe emplearse un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. A continuación se detalla el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia propuesto, que es una implementación del clásico perturbar y observar, presentado en el capítulo 2, basado en las técnicas de control borroso introducidas en el mismo capítulo.

4.1.4. Algoritmo de búsqueda y seguimiento del punto de máxima potencia

Para la operación del algoritmo se requieren la medición, o estimación, de dos variables del sistema: la velocidad mecánica de giro del generador y la potencia desarrollada. La velocidad de giro es la estimada por el observador en modo deslizante descrito en la sección anterior. La potencia puede ser determinada por medio de las tensiones y corrientes del generador. Obtenidos estos valores, se opera sobre ellas para determinar la derivada de la potencia generada respecto a la velocidad de giro:

$$\frac{dP}{d\omega} = \frac{P(k) - P(k - 1)}{\omega(k) - \omega(k - 1)} \quad (4-8)$$

El algoritmo emplea la derivada de potencia y el último cambio de referencia de velocidad dado ($LC\omega_{ref}$), para determinar el siguiente cambio de velocidad de referencia. Para esto el algoritmo hace uso de la salida generada ($C\omega_{ref}$) en el instante ($k - 1$):

$$LC\omega_{ref} = C\omega_{ref}(k - 1) \quad (4-9)$$

En la Figura 4-10 se presenta el diagrama de bloques del algoritmo propuesto, cabe mencionar que el sistema implementado trabaja en valores por unidad de las variables de velocidad de giro y potencia, escalados por los valores nominales del sistema de generación. Dado que el valor de salida del algoritmo ($C\omega_{ref}$) es el cambio de la referencia de velocidad, éste debe ser acumulado para obtener el valor que servirá como referencia para el lazo de control de velocidad del aerogenerador (ω_{ref}).

$$\omega_{ref} = \omega_{ref}(k - 1) + C\omega_{ref}(k) \quad (4-10)$$

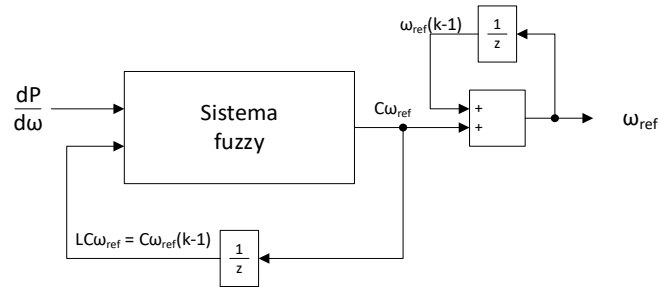


Figura 4-10 Diagrama de bloques del algoritmo de búsqueda del PMP

El algoritmo de búsqueda y seguimiento del PMP sigue los principios de un algoritmo P&O, con el diagrama de flujo que se muestra en la Figura 4-11:

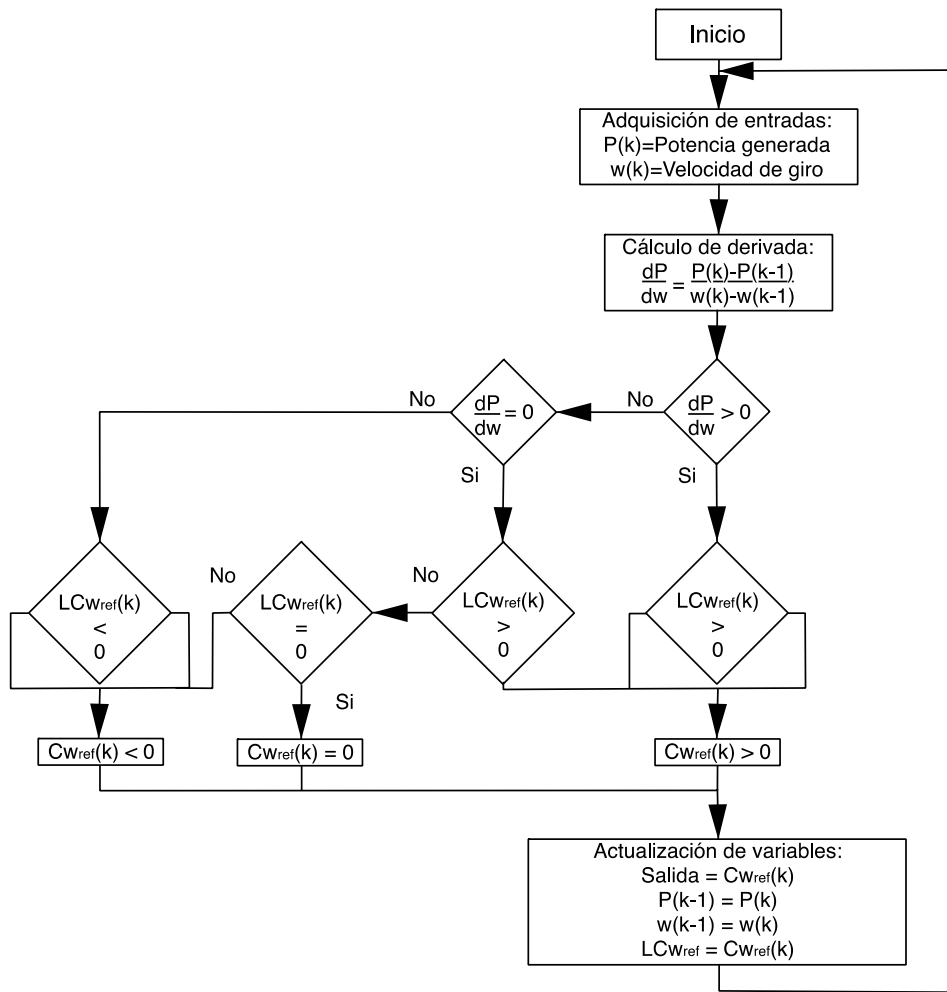


Figura 4-11 Diagrama de flujo del algoritmo MPPT basado en lógica borrosa

Donde la magnitud de $C\omega_{ref} < 0$ y $C\omega_{ref} > 0$ depende directamente de la magnitud de $LC\omega_{ref}$, y el único caso en que $C\omega_{ref} = 0$ se da si ambas variables, la derivada $\frac{dP}{d\omega}$ y el último cambio en la referencia $LC\omega_{ref}$, han sido cero. Los bloques de evaluación son llevados a cabo por el sistema borroso, es decir que la respuesta no es “sí” o “no”, sino un valor borroso que ayudará a construir la salida del sistema.

Las entradas del sistema borroso ($\frac{dP}{d\omega}$ y $LC\omega_{ref}$) son evaluadas instante a instante en las funciones de pertenencia correspondientes para determinar el μ correspondiente. Operando con estos resultados se evalúan todas las reglas, determinando el DOF de cada una y obteniendo así una salida para el instante evaluado.

En esencia el algoritmo funciona como un algoritmo P&O de paso adaptativo, en la Figura 4-12 se analizan cuatro casos posibles del punto de trabajo del aerogenerador, los casos 1 y 2 se presentan al trabajar a la izquierda del PMP ($\frac{dP}{d\omega}$ positiva) y los casos 3 y 4 cuando se trabaja a la derecha de éste ($\frac{dP}{d\omega}$ negativa):

Caso 1: La velocidad de giro se varía de ω_1 a ω_2 , con $LC\omega_{ref}$ positivo, y variación de potencia positiva, haciendo que la derivada sea también positiva. En este caso el cambio en la referencia se mantiene con valor positivo.

Caso 2: La velocidad de giro se varía de ω_2 a ω_1 , haciendo que $LC\omega_{ref}$ sea negativo, al igual que la variación de potencia, por lo que la derivada es positiva. Para este caso el cambio en la referencia también será positivo.

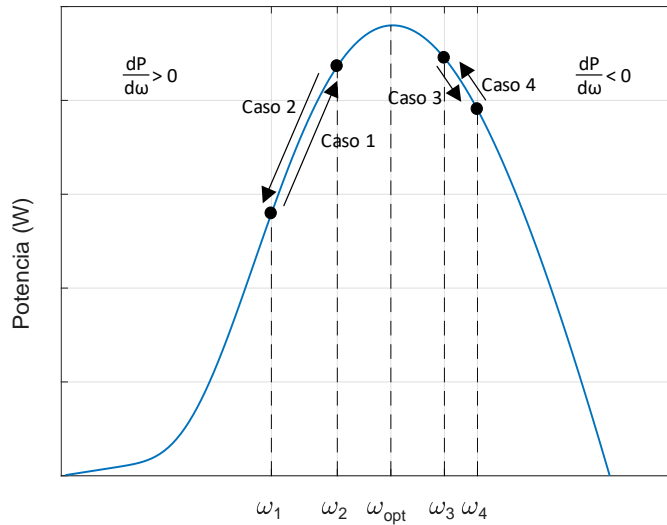


Figura 4-12 Acción de control del algoritmo en cuatro casos distintos

Caso 3: La velocidad de giro se cambia de ω_3 a ω_4 , así que $LC\omega_{ref}$ es positivo, mientras la variación de potencia es negativa, con lo cual la derivada es negativa. El cambio en la referencia de velocidad será negativo.

Caso 4: La velocidad de giro se cambia de ω_4 a ω_3 , haciendo que $LC\omega_{ref}$ sea negativo, mientras la variación de potencia es positiva, por lo que la derivada es negativa. El cambio de referencia $C\omega_{ref}$ es negativo.

4.1.4.1. Funciones de pertenencia

El sistema borroso se compone de dos entradas y una salida. Como se ha dicho, las entradas son: el último cambio en la referencia de velocidad ($LC\omega_{ref}$) y la derivada de potencia respecto a la velocidad de giro ($\frac{dP}{d\omega}$), mientras la salida es el cambio en la velocidad de referencia ($C\omega_{ref}$).

El conjunto borroso de la primer entrada se compone de nueve funciones de pertenencia, dos trapezoidales (una abierta a izquierda y una a derecha) y siete triangulares simétricas, la variable de entrada se evalúa dentro de las FP para determinar su grado de pertenencia (μ). Las variables lingüísticas de las FP de la entrada uno son las siguientes y la Figura 4-13 muestra el conjunto borroso.

- Negativo muy grande ($NVB = \{-1, -1, -0.7\}$)
- Negativo grande ($NB = \{-1, -0.65, -0.3\}$)
- Negativo medio ($NM = \{-0.7, -0.4, -0.1\}$)
- Negativo pequeño ($NS = \{-0.3, -0.15, 0\}$)
- Cero ($ZE = \{-0.01, 0, 0.01\}$)
- Positivo pequeño ($PS = \{0, 0.15, 0.3\}$)
- Positivo medio ($PM = \{0.1, 0.4, 0.7\}$)
- Positivo grande ($PB = \{0.3, 0.65, 1\}$)
- Positivo muy grande ($PVB = \{0.7, 1, 1\}$)

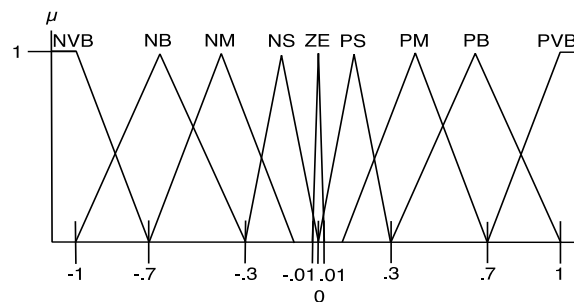


Figura 4-13 Funciones de pertenencia de la entrada del último cambio de referencia de velocidad

El conjunto borroso de la segunda entrada consta de tres funciones de pertenencia, dos trapezoidales abiertas una a izquierda y otra a derecha, y una triangular simétrica. El conjunto se muestra en la Figura 4-14, y las variables lingüísticas del conjunto se definen a continuación.

- Negativo ($N = \{-0.05, -0.05, 0\}$)
- Cero ($ZE = \{-0.05, 0, 0.05\}$)
- Positivo ($P = \{0, 0.05, 0.05\}$)

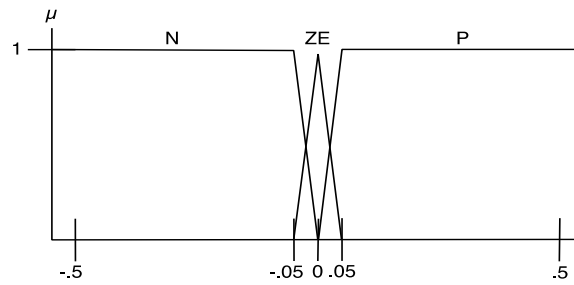


Figura 4-14 Funciones de pertenencia de la entrada de la derivada de potencia

La Figura 4-15 muestra el conjunto borroso de la salida el cual se conforma de nueve funciones de pertenencia: dos trapezoidales (abiertas una a izquierda y otra a derecha) y siete triangulares (sólo una simétrica). Las variables lingüísticas que definen el conjunto son las siguientes:

- Negativo muy grande ($NVB = \{-1, -1, -0.7\}$)
- Negativo grande ($NB = \{-1, -0.7, -0.3\}$)
- Negativo medio ($NM = \{-0.7, -0.3, -0.1\}$)
- Negativo pequeño ($NS = \{-0.3, -0.1, 0\}$)
- Cero ($ZE = \{-0.1, 0, 0.1\}$)
- Positivo pequeño ($PS = \{0, 0.1, 0.3\}$)
- Positivo medio ($PM = \{0.1, 0.3, 0.7\}$)
- Positivo grande ($PB = \{0.3, 0.7, 1\}$)
- Positivo muy grande ($PVB = \{0.7, 1, 1\}$)

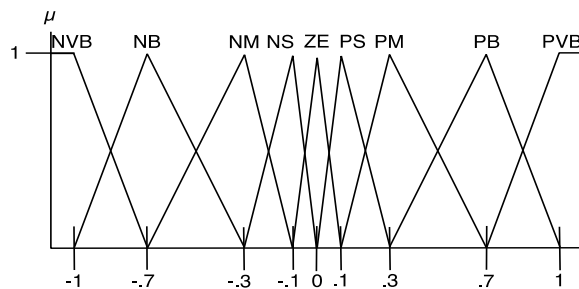


Figura 4-15 Funciones de pertenencia de la salida del cambio de referencia de velocidad

4.1.4.2. Reglas de control

En total se cuentan con 27 ($FP1 \times FP2$) reglas que deberán ser evaluadas para cada entrada en cada muestra tomada del sistema. Estas reglas siguen la estructura:

Si $LC\omega_{ref}$ es negativo muy grande (NVB) y $\frac{dP}{d\omega}$ es positivo (P)

Entonces $C\omega_{ref}$ es negativo pequeño (NS)

Las 27 reglas se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 4-2 Reglas de control del algoritmo de búsqueda del PMP

| $LC\omega_{ref} \backslash \frac{dP}{d\omega}$ | N | ZE | P |
|--|-----|----|-----|
| NVB | NVB | NB | PS |
| NB | NB | NM | PS |
| NM | NM | NS | PS |
| NS | NS | ZE | PS |
| ZE | NM | ZE | PM |
| PS | NS | ZE | PS |
| PM | NS | PS | PM |
| PB | NS | PM | PB |
| PVB | NS | PB | PVB |

A partir de los conjuntos borrosos descritos las variables serán evaluadas por medio del método de implicación Mamdani y las reglas están construidas a partir del operador borroso *AND*. El método de *defuzificación* seleccionado es el centro de gravedad. En el capítulo 5 se presentan los resultados de simulación del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia propuesto.

4.2. Funcionamiento del convertidor del lado de la red.

El convertidor de conexión a red se encarga de mantener estable en un valor de referencia la tensión del bus de continua compartido. A partir del control de tensión se determina la corriente de referencia a inyectar a la red que representa la potencia activa generada por el sistema de generación eólica, realizando así la transferencia potencia activa a la red. En la presente tesis se propone también la utilización del inversor como compensador activo para la generación de corrientes ineficientes demandadas por las cargas de la red. En la Figura 4-16 se presenta el diagrama de control del convertidor del lado de la red.

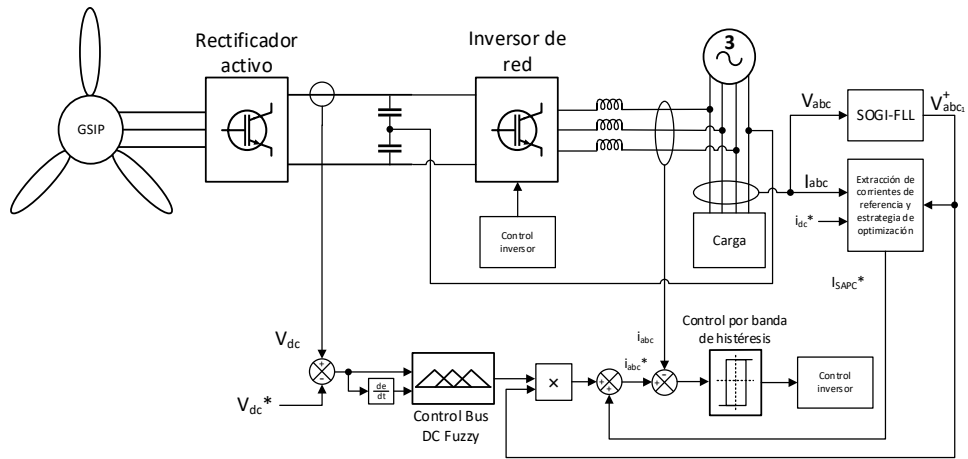


Figura 4-16 Diagrama de bloques del convertidor del lado de la red con el esquema de control propuesto

El diagrama de la Figura 4-16 presenta las características del control que será aplicado al convertidor, a continuación se presentan los detalles del regulador de la tensión del bus de continua, basado en lógica borrosa, y el regulador de corriente. Además, se presentan las estrategias de compensación de fenómenos ineficientes y de optimización de la potencia aparente disponible en el convertidor.

4.2.1. Esquema de control de corriente y tensión del convertidor de conexión a red

De acuerdo al diagrama de la Figura 4-16 para el control de corriente se emplea un controlador de corriente por banda de histéresis ya que presenta como mayor ventaja la simplicidad del esquema de control dotándolo de robustez, consiguiendo un seguimiento de la referencia con un error contenido dentro de la banda definida, independientemente de los cambios de referencia que puedan generarse. Dado que en última instancia la corriente del inversor podrá contener componentes armónicas además de la referencia de corriente activa para la inyección de energía a la red, esta última característica se considera importante. La respuesta dinámica del control por banda de histéresis es muy buena, quedando limitada por la frecuencia de conmutación y la pendiente de la corriente permitida por la bobina de conexión a red [84].

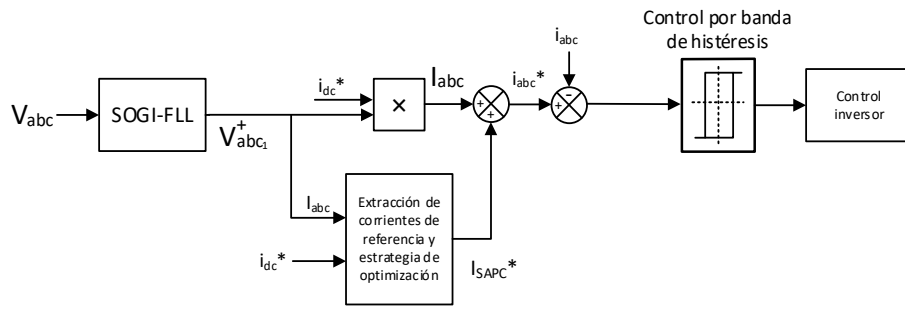


Figura 4-17 Esquema de control de corriente en el convertidor de conexión a red

La corriente activa que debe ser inyectada a la red viene determinada por el controlador de la tensión del bus de continua. Como se ha comentado en la sección del esquema de control del convertidor del lado del generador el control de la velocidad de la turbina se realiza mediante la extracción de corriente al generador eléctrico, esta corriente se transfiere al bus de continua aumentando la tensión. Por lo tanto, la tensión del bus varía en función del balance entre la corriente de entrada y la de salida del bus de continua. Dado que el sistema generador tiene un comportamiento no lineal, la corriente de entrada al bus de continua tendrá características no lineales en la zona de funcionamiento de seguimiento del punto de máxima potencia, por lo tanto se ha seleccionado un sistema de control borroso como controlador de la tensión, como ha sido mencionado el control borroso es un controlador no lineal, con lo cual ayudará a mantener un control sobre los cambios de la tensión provocados por la entrada de corriente desde el sistema de generación.

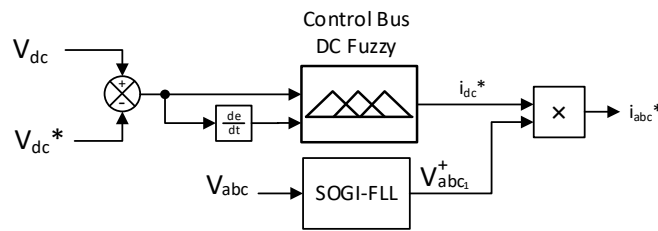


Figura 4-18 Esquema de control de tensión del bus DC del convertidor back-to-back

A continuación se detallan las estrategias de control y las estructuras de los controladores utilizados para el convertidor del lado de la red, así como el bloque de extracción de corrientes ineficientes y la estrategia de compensación propuesta.

4.2.2. Control de tensión del bus de continua

El control de tensión se lleva a cabo por medio de un regulador basado en técnicas de control borroso con la finalidad de reducir los transitorios de tensión provocados por una generación de energía con características no lineales inherentes a los sistemas de generación de energía eólica. El sistema de control borroso de la tensión del bus de continua utiliza como entradas el error de regulación de

tensión ($e_{V_{dc}}$) y la derivada del error en el tiempo ($\frac{d}{dt} e_{V_{dc}}$), es decir, el cambio del error en un periodo de muestreo; y genera como variable de salida el cambio en la referencia de corriente (Ci_{dc}^*) para el mantenimiento del bus de continua, por lo tanto esta salida debe ser acumulada para generar la corriente de referencia que se entrega al controlador de corriente.

$$e_{V_{dc}} = V_{dc}^* - V_{dc} \quad (4-11)$$

$$\frac{de_{V_{dc}}}{dt} = \frac{e_{V_{dc}}(k) - e_{V_{dc}}(k-1)}{t(k) - t(k-1)} \quad (4-12)$$

$$i_{dc}^* = Ci_{dc}^* + Ci_{dc}^*(k-1) \quad (4-13)$$

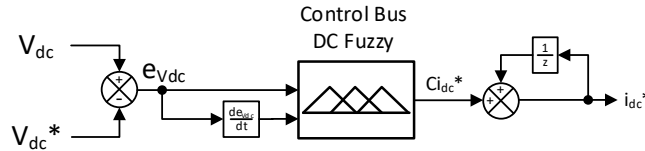


Figura 4-19 Esquema del regulador de la tensión del bus de continua basado en lógica borrosa

La Figura 4-19 muestra el diagrama de bloques del regulador borroso, la selección de las reglas de control se realiza considerando el conocimiento previo que se tiene de las acciones de control que deben tomarse para la regulación del sistema. Como ha sido comentado, se sabe que un aumento en la tensión se corrige aumentando la corriente de salida del inversor, si la razón de cambio del error es muy grande la acción de control será muy grande, al acercarse al valor de referencia la derivada disminuye por lo que la acción de control tendrá signo positivo pero menor magnitud. Un error negativo se genera cuando la tensión del bus de continua cae por debajo del valor de referencia, esta situación se corrige reduciendo el consumo de corriente del bus de continua, por lo tanto la acción de control es negativa con mayor magnitud mientras mayor sea la razón de cambio.

4.2.2.1. Funciones de pertenencia del sistema borroso de tensión del bus de continua

El sistema de control borroso de la tensión de continua está conformado por dos variables de entrada y una salida. El conjunto borroso de la entrada de error ($e_{V_{dc}}$) se define por medio de 7 variables lingüísticas, que corresponden a una función de pertenencia cada una. De las 7 funciones de pertenencia se tienen 5 triangulares simétricas y 2 trapezoidales abiertas. La Figura 4-20 muestra las FP de la entrada de error y las variables lingüísticas definidas son las siguientes:

- Negativo grande ($NB = \{-0.0009, -0.0007\}$)
- Negativo medio ($NM = \{-0.00075, -0.0005, -0.00025\}$)
- Negativo pequeño ($NS = \{-0.0003, -0.000175, 0.00005\}$)
- Cero ($ZE = \{-0.0001, 0, 0.0001\}$)
- Positivo pequeño ($PS = \{-0.00005, 0.000175, 0.0003\}$)

- Positivo medio ($PM = \{0.00025, 0.0005, 0.00075\}$)
- Positivo grande ($PB = \{0.0007, 0.0009\}$)

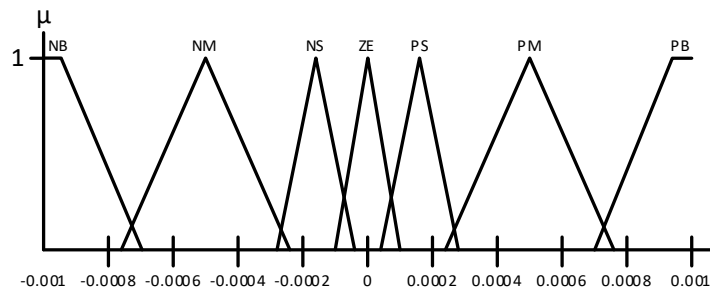


Figura 4-20 Funciones de pertenencia de la entrada de error de la tensión del bus de continua

Las funciones de pertenencia de la entrada derivada del error ($\frac{d}{dt}e_{vac}$) se muestran en la Figura 4-21 y los parámetros de cada FP son los siguientes:

- Negativo grande ($NB = \{-0.055, -0.042\}$)
- Negativo medio ($NM = \{-0.045, -0.03, -0.015\}$)
- Negativo pequeño ($NS = \{-0.02, -0.01, 0.0025\}$)
- Cero ($ZE = \{-0.005, 0, 0.005\}$)
- Positivo pequeño ($PS = \{-0.0025, 0.01, 0.02\}$)
- Positivo medio ($PM = \{0.015, 0.03, 0.045\}$)
- Positivo grande ($PB = \{0.042, 0.055\}$)

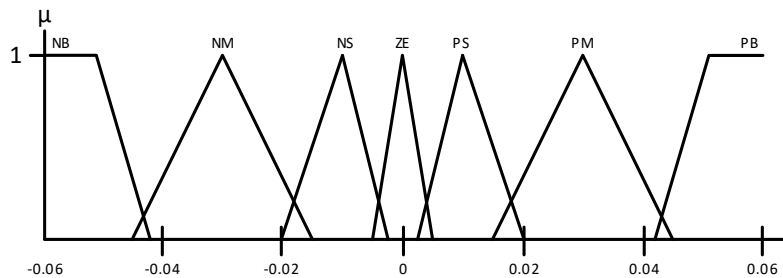


Figura 4-21 Funciones de pertenencia de la entrada de la derivada del error de la tensión del bus de continua

El sistema de control borroso para el bus de continua genera como salida el cambio de referencia que se aplica al a corriente activa del inversor de conexión a red, se define mediante las 9 FP de la figura y las variables lingüísticas de la salida son las siguientes:

- Negativo muy grande ($NVB = \{-4.25, -3.8\}$)
- Negativo grande ($NB = \{-4, -2.75, -1.6\}$)

- Negativo medio ($NM = \{-1.8, -1.3, -0.8\}$)
- Negativo pequeño ($NS = \{-1, -0.6, -0.2\}$)
- Cero ($ZE = \{-0.25, 0, 0.25\}$)
- Positivo pequeño ($PS = \{0.2, 0.6, 1\}$)
- Positivo medio ($PM = \{0.8, 1.3, 1.8\}$)
- Positivo grande ($PB = \{1.6, 2.75, 4\}$)
- Positivo muy grande ($PVB = \{3.8, 4.25\}$)

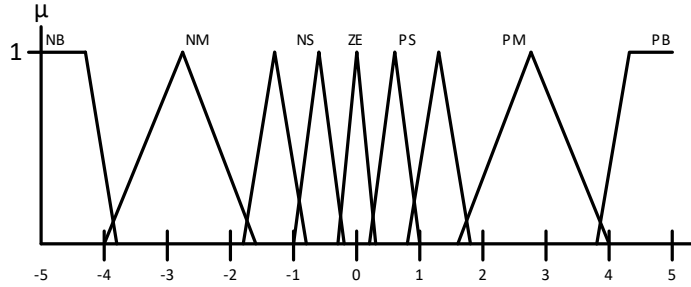


Figura 4-22 Funciones de pertenencia de la salida de cambio de referencia de corriente activa

4.2.2.2. Reglas de control del sistema borroso de tensión del bus de continua

Las 49 reglas de control se presentan en la tabla, estas reglas de control se seleccionan para cumplir la lógica de control descrita anteriormente.

Tabla 4-3 Reglas de control del sistema borroso de la tensión del bus de continua

| $\frac{de_{V_{dc}}}{dt}$ \ $e_{V_{dc}}$ | NB | NM | NS | ZE | PS | PM | PB |
|---|-----|----|----|----|----|----|-----|
| NB | NVB | NB | NM | NM | NS | NS | ZE |
| NM | NB | NM | NM | NS | NS | ZE | PS |
| NS | NM | NM | NS | NS | ZE | PS | PS |
| ZE | NM | NS | NS | ZE | PS | PS | PM |
| PS | NS | NS | ZE | PS | PS | PM | PM |
| PM | NS | ZE | PS | PS | PS | PM | PB |
| PB | ZE | PS | PS | PM | PM | PB | PVB |

El sistema borroso de control del bus de continua utiliza el método de implicación de Mamdani y como método de *desfuzificación* el centro de gravedad. Se emplea el operador borroso *AND* para relacionar las entradas, por lo que las reglas toman la forma:

Si $e_{V_{dc}}$ es negativo grande (NB) y $\frac{d}{dt}e_{V_{dc}}$ es cero (ZE)

Entonces Ci_{dc}^* es negativo medio (NM)

Si el error es negativo grande y la razón de cambio de dicho error es cero, se tiene que la tensión del bus está muy por debajo de la referencia y se está extrayendo demasiada corriente en relación a la corriente de entrada, por lo cual el cambio en la referencia es negativo medio para reducir el consumo de corriente. En el capítulo siguiente se presentan los resultados de simulación del sistema borroso de control de la tensión del bus de continua.

4.2.3. Control de corriente del inversor de conexión a red

El control de corriente del inversor se realiza mediante una técnica de control no lineal, el control por banda de histéresis es un regulador que, a partir de la comparación entre el valor de referencia y la medida, realiza un control *on-off* del semiconductor sin necesidad de un modular de por medio. La desventaja que presenta este tipo de control es la falta de control sobre la frecuencia de conmutación de los semiconductores, la cual depende de las características de la carga, la referencia y la tensión en el pcc; esta falta de control puede derivar en un funcionamiento incorrecto e incluso en daños a los elementos de potencia. Para pruebas de simulación es posible la implementación del control sin limitaciones, sin embargo, en la práctica la frecuencia de conmutación es limitada forzando tiempos mínimos de conmutación mediante el uso de bloques de *sample-and-hold* para mantener las señales de control por debajo de la máxima frecuencia de conmutación permitida por los elementos semiconductores. Por otro lado, el control ofrece como ventaja una fácil implementación, un error casi cero sin un ancho de banda limitada por diseño de control, limitada por la derivada de corriente permitida por la constante de tiempo de la carga y la frecuencia de conmutación máxima. El controlador por banda de histéresis se basa en mantener el error dentro de una banda de tolerancia, dicha banda puede ser una banda fija o una banda senoidal [85], el control con banda fija se lleva a cabo mediante el uso de una banda superior y una banda inferior, que se obtienen sumando y restando el valor de tolerancia de la histéresis (Δi^*) al valor de referencia (i^*). Las expresiones (4-14) y (4-15) corresponden a las bandas superior (BH_+) e inferior (BH_-) respectivamente, mientras en la Figura 4-23 pueden observarse la referencia con las bandas superior e inferior, así como la corriente instantánea para un caso genérico de control de corriente.

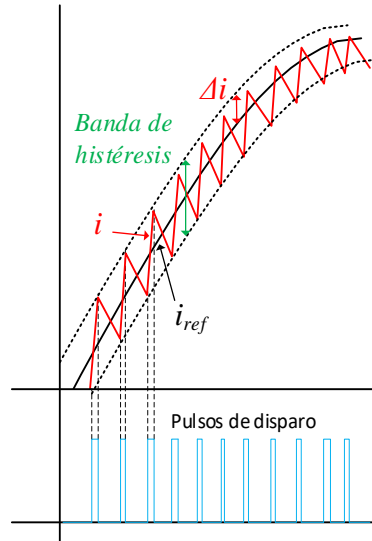


Figura 4-23 Forma de onda del control por banda de histéresis con banda fija

$$BH_+ = i^* + \Delta i^* \quad (4-14)$$

$$BH_- = i^* - \Delta i^* \quad (4-15)$$

Como se observa, cuando la corriente instantánea llega al valor de la banda superior el controlador conmuta a *off* y la corriente descende, al llegar al valor de la banda inferior el semiconductor es conmutado a *on*. En el caso particular de un inversor trifásico, la conmutación a *on* implica la conexión del IGBT de la parte superior de la rama y la desconexión del de la parte inferior; y la conmutación a *off* corresponde al proceso inverso. Si el inversor cuenta con conexión del neutro al punto medio del bus de continua, durante el estado *on* se aplica al inductor la tensión $\frac{V_{dc}}{2}$ y en estado *off* la tensión es $-\frac{V_{dc}}{2}$.

4.2.4. Extracción de corrientes de referencia y estrategia de compensación de fenómenos ineficientes

Una vez se han determinado los sistemas de control para la inyección de energía a la red eléctrica, es necesario obtener las corrientes ineficientes en el pcc para el funcionamiento en modo híbrido generador - compensador activo paralelo (shunt active power compensator SAPC). Estas corrientes se determinan a partir de las definiciones contenidas en el IEEE Std. 1459. En primer lugar se realiza una descomposición a partir de las magnitudes de las tensiones y las corrientes de carga obtenidas por medio del método de sincronización propuesto en la sección 3.1.4, obteniendo mediante este proceso las componentes fundamentales a partir de las cuales se calculan, por el teorema de Fortescue, las componentes de secuencia directa. A partir de las componentes conocidas se obtienen

las tensiones y corrientes efectivas, efectivas fundamentales, efectivas no fundamentales y de desequilibrio; mediante las magnitudes de tensión y corrientes es posible determinar las potencias aparente efectiva, aparente efectiva fundamental y aparente efectiva no fundamental; las potencias activa fundamental de secuencia directa y reactiva fundamental de secuencia directa; la potencia de desequilibrio y la potencia de desequilibrio de corriente. Esta identificación de las distintas potencias ayuda a determinar las ineficiencias, así como a evaluar la compensación realizada. A continuación se indica la importancia de cada una de las potencias obtenidas.

- Potencia aparente efectiva: Representa toda la potencia del sistema analizado, incluye todos los fenómenos físicos y será de ayuda para valorar la compensación realizada.
- Potencia aparente efectiva fundamental y no fundamental: Esta descomposición de la potencia aparente efectiva separa las componentes armónicas de la fundamental, obteniendo así la potencia armónica que debe ser compensada.
- Potencia de desequilibrio: Representa la potencia derivada de las componentes de secuencia inversa y homopolar de la potencia aparente efectiva fundamental.
- Potencia de desequilibrio de corriente: Puesto que la potencia de desequilibrio del sistema puede ser provocada por un desequilibrio en tensión y/o en corriente, la descomposición permite determinar qué parte de la potencia de desequilibrio es debida a la carga ya que es únicamente esta potencia la que el convertidor podrá compensar.
- Potencia activa fundamental de secuencia directa y potencia reactiva fundamental de secuencia directa: La potencia reactiva fundamental de secuencia directa representa la potencia reactiva que debe ser compensada por el convertidor, mientras la potencia activa fundamental de secuencia directa representa la única potencia considerada eficiente y que es utilizada para realizar un trabajo en el sistema de potencia.

Para la obtención de las corrientes de referencia de compensación selectiva de las ineficiencias es necesario descomponer las corrientes de carga. En primer lugar, se descompone la corriente de cada una de las fases en: componente fundamental (i_{z1load}) y componente armónica (i_{zHload}).

$$i_{zload} = i_{z1load} + i_{zHload} \quad (4-16)$$

A partir de (4-16), se obtienen las corrientes de referencia del compensador activo paralelo (SAPC) (i_{zH_SAPC}) para la compensación de las corrientes no fundamentales de la carga, de acuerdo a (4-17).

$$i_{zH_SAPC} = i_{zload} - i_{z1load} \quad (4-17)$$

La corriente de compensación resultante de (4-17) permite al SAPC reducir el valor de S_{eN} , manteniéndose las magnitudes de Q_1^+ y S_{U1} .

Para obtener la corriente de compensación de desfase (Q_1^+) y de desequilibrio (S_{U1}) es necesario calcular las componentes simétricas de la corriente fundamental i_{z1load} , por medio de la transformada

de Stokvis-Fortescue. La corriente fundamental queda descompuesta en tres términos según se muestra en la expresión (4-18).

$$i_{z1load} = i_{z1load}^+ + i_{z1load}^- + i_{z1load}^0 \quad (4-18)$$

Donde i_{z1load}^+ , i_{z1load}^- y i_{z1load}^0 son las componentes de secuencia directa, de secuencia inversa y de secuencia cero, respectivamente, de las corrientes fundamentales de la carga. A su vez la corriente fundamental de secuencia directa (i_{z1load}^+) puede ser dividida en parte activa y reactiva; con lo cual la componente fundamental de la corriente de carga puede expresarse por medio de (4-19).

$$i_{z1load} = i_{z1load}^{+a} + i_{z1load}^{+r} + i_{z1load}^- + i_{z1load}^0 \quad (4-19)$$

Donde i_{z1load}^{+a} e i_{z1load}^{+r} son respectivamente las componentes activa y reactiva de la corriente fundamental de secuencia directa de las corrientes de carga.

De acuerdo a [86] la máxima eficiencia en los sistemas eléctricos se alcanza cuando la carga demanda de la red únicamente i_{z1load}^{+a} . Por tanto, los tres últimos términos de (4-19) se consideran corrientes no eficientes y deben ser compensadas por el SAPC.

El término Q_1^+ está relacionado directamente con i_{z1load}^{+r} , ($I_1^{r+} = I_1^+ \sin \theta_1^+$) con lo que para la compensación de Q_1^+ el SAPC debe generar la corriente definida en (4-20).

$$i_{zQ1_SAPC} = i_{z1load}^{+r} \quad (4-20)$$

Generando esta corriente de compensación solamente se compensa el término de potencia Q_1^+ , mientras que los demás términos S_{U1} y S_{eN} permanecen constantes.

Finalmente para compensar el término de potencia S_{U1} es necesario utilizar las componentes fundamentales de secuencia inversa y de secuencia cero de la corriente de carga. La corriente que el SAPC debe generar para compensar los desequilibrios se expresa mediante (4-21).

$$i_{zU1_SAPC} = i_{z1load}^- + i_{z1load}^0 \quad (4-21)$$

4.2.5. Optimización de la potencia aparente disponible en el inversor de conexión a red

El control del bus de continua se encarga de generar las corrientes de referencia para inyectar la potencia activa producida por el generador eólico a la red. Por la naturaleza variable del viento, cuando estas corrientes sean inferiores a la corriente máxima que puede manejar el inversor de conexión a red, el aprovechamiento de la capacidad del convertidor será inferior al 100%. Por ello, se propone una estrategia de optimización para mejorar el aprovechamiento de la capacidad del convertidor de conexión a red, que consistente utilizar la capacidad sobrante para compensar total o

parcialmente las ineficiencias presentes en el pcc. La capacidad de compensación variará con el tiempo puesto que la capacidad disponible para la compensación dependerá de la energía generada por el sistema eólico. La potencia aparente del convertidor se expresa en función de las potencias en formato IEEE 1459 en (4-22).

$$S_e = \sqrt{(P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2 + (S_{U1})^2 + (S_{eN})^2} \quad (4-22)$$

La optimización de la capacidad del convertidor consiste en completar la potencia aparente del convertidor, añadiendo a la inyección de potencia activa fundamental P_1^+ las potencias no eficientes medidas en el pcc, o parte de ellas. En tal caso, se determinarán las corrientes de compensación aplicando un factor limitante a sus componentes, en función de la corriente máxima del convertidor y de la corriente empleada en la inyección de la potencia activa del generador eólico. La corriente de compensación aplicando las ganancias para la compensación selectiva se presenta en (4-23).

$$i_{z_SAPC_k} = K_Q \cdot i_{zQ1_SAPC} + K_U \cdot i_{zU1_SAPC} + K_H \cdot i_{zH_SAPC} \quad (4-23)$$

La corriente máxima de compensación por fase del inversor se calcula en (4-24).

$$I_{z_SAPC_max} = I_{inv_max} - \frac{1}{3} I_1^{+a} \quad (4-24)$$

Finalmente, la corriente que tiene que generar el convertidor es la suma de la corriente activa a inyectar más las corrientes de compensación que determine el algoritmo. En (4-25) se presenta la expresión de la corriente que debe generar el inversor de conexión a red:

$$i_{z_inv} = i_{z1}^{+a} + i_{z_SAPC_K} \quad (4-25)$$

Cuando la corriente máxima de compensación no permita realizar la compensación global de los fenómenos no eficientes, el algoritmo de optimización buscará realizar la compensación de la ineficiencia que tenga la mayor magnitud, intentando reducirla al nivel de la segunda ineficiencia más grande; a partir de ese punto se busca reducir las dos ineficiencias hasta el nivel de la ineficiencia con menor magnitud, determinando las ganancias de la ecuación (4-23). Este esquema de compensación permite reducir los términos cuadráticos de mayor peso en la composición de la potencia aparente efectiva, optimizando así la potencia disponible ayudando a igualar la potencia activa fundamental de secuencia directa con la potencia aparente efectiva. En la Figura 4-24 se presenta la estrategia de optimización empleada por el compensador.

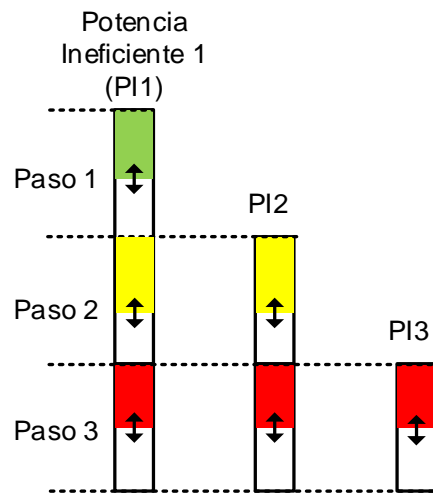


Figura 4-24 Estrategia de compensación parcial de ineficiencias

5. Resultados de simulación del sistema propuesto.

La validación del sistema propuesto fue planteada en dos fases: la validación por simulación de los subsistemas propuestos y del sistema general; y la validación experimental del sistema. En el presente capítulo se presentan los resultados de simulación del sistema propuesto.

La validación por simulación se realiza, en primer lugar, por subsistema y finalmente se valida el conjunto del sistema propuesto. Los resultados de simulación que se presentan son los siguientes:

- Sistemas del convertidor del lado del generador:
 - Observador en modo deslizante para la estimación de la velocidad y posición del rotor. Se valida que el estimador sea capaz de funcionar a desde un régimen bajo de vueltas hasta la velocidad nominal del sistema.
 - Lazos de regulación de corriente y velocidad. Se valida que los reguladores diseñados presenten un funcionamiento adecuado, manteniendo la variable de control en el valor de referencia.
 - Algoritmo de seguimiento del PMP basado en lógica borrosa. Se valida que el algoritmo sea capaz de generar la referencia adecuada para cada perfil de viento de modo que el punto de operación del sistema sea el de máxima potencia.
- Sistemas del convertidor del lado de la red:
 - Control por banda de histéresis de la corriente. Se valida el correcto funcionamiento del control de corriente para inyección de corriente activa.
 - Control borroso de la tensión del bus de continua. Se valida que el regulador basado en lógica borrosa sea capaz de mantener el valor de la tensión del bus de continua en el valor de referencia, generando de forma adecuada la referencia de corriente para la transferencia de energía a la red.
 - Algoritmo de compensación de corrientes ineficientes. Se valida que el algoritmo sea capaz, en primer lugar, de realizar la compensación global de las ineficiencias y de generar los factores de escalado para los casos en que la potencia disponible sea menor a las ineficiencias.
- Sistema completo:
 - Se valida en primer lugar el correcto funcionamiento del sistema funcionando únicamente como interfaz entre el aerogenerador y la red eléctrica, transfiriendo la potencia generada a la red.
 - Finalmente se valida el sistema con el gestor de funcionamiento en modo híbrido de generación y compensación.

5.1. Técnicas de simulación.

Para la simulación del sistema es necesario seleccionar una plataforma de simulación. Las simulaciones presentadas en este capítulo se han realizado utilizando la plataforma de simulación Matlab/Simulink. La elección de esta plataforma se sustenta en las siguientes bases:

- Facilidad de diseño de funciones definidas por el usuario (*s-function*) que permiten desarrollar mediante código de Matlab (similar al lenguaje de programación C) los algoritmos de control y medida a implementar, facilitando la migración del código al procesador digital de señales (DSP)
- Matlab/Simulink incorpora una librería para la simulación y análisis de sistemas de potencia denominada SimPowerSystems.

Las funciones definidas por el usuario permiten desarrollar el código del sistema de control en un lenguaje de programación similar a C de forma análoga a como se haría en un procesador digital de señal (DSP). El código generado para el desarrollo de los algoritmos incluidos en el sistema de medidas para la simulación es transportable casi directamente (95%) al DSP, lo cual hace que la migración desde la simulación hacia el sistema real sea un proceso sencillo y temporalmente corto. La librería SimPowerSystems sitúa a Matlab a un nivel cercano a otras plataformas de simulación de sistemas electrónicos como Orcad-PsPice. La unión de las dos características citadas hace de Matlab/Simulink una herramienta de gran potencia para la simulación de sistemas electrónicos de potencia, facilitando además la portabilidad a sistemas procesadores digitales reales.

5.2. Simulación de los sistemas del convertidor del lado del generador.

Puesto que el convertidor del lado del generador realiza el control de la velocidad de giro del aerogenerador y el control de la corriente consumida del GSIP, y el control de la tensión del bus de continua es llevado a cabo por el convertidor de conexión a red, para evaluar el rectificador activo en su conjunto se asume el correcto control del inversor de conexión a red, por lo cual se coloca una fuente de tensión continua que sustituye al inversor. Con la conexión de esta fuente se tiene un dispositivo ideal capaz de aceptar toda la energía generada por el sistema de generación eólica.

La figura muestra el diagrama de simulación empleado para la validación del rectificador activo en su conjunto.

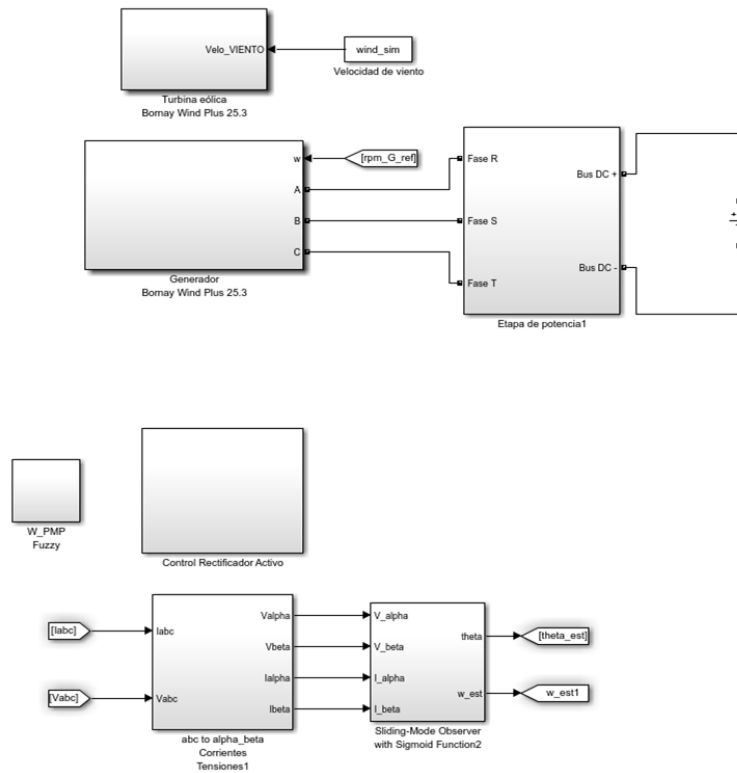


Figura 5-1 Modelo de simulación para la validación del rectificador activo

La validación de los subsistemas propuestos para el control del convertidor del lado del generador se realiza de forma separada, en primer lugar, y finalmente en conjunto. La Figura 5-1 presenta el sistema del rectificador activo en conjunto, en las siguientes secciones se presentan los modelos de simulación utilizados para comprobar cada uno de los sistemas propuestos.

5.2.1. Observador en modo deslizante para la estimación de la velocidad y la posición del rotor.

La validación del observador en modo deslizante para estimar la velocidad y la posición del rotor se realiza mediante el modelo de simulación de la Figura 5-2. En el modelo se emplea la máquina síncrona de imanes permanentes que sirve como generador del sistema eólico. El modelo de simulación de la MSIP de Matlab/Simulink permite aplicar una magnitud física al sistema como entrada, esta magnitud física puede ser par de carga, en Nm ; o velocidad de giro, en $\frac{rad}{s}$. Asimismo, se tiene un puerto de medidas directo del modelo de la MSIP, a partir de la cual se pueden obtener magnitudes como tensiones, corrientes, velocidad y posición; las medidas obtenidas a partir de este puerto serán utilizadas como base para evaluar la estimación realizada por el observador en modo deslizante propuesto.

Para validar el desempeño del observador se hace uso de la entrada por velocidad de giro en la MSIP, se genera una consigna de velocidad en escalón a partir de $5 \frac{rad}{s}$ (47.74 rpm) hasta $35 \frac{rad}{s}$ (334.22 rpm), con incrementos de $5 \frac{rad}{s}$ (47.74 rpm) cada 0.2 segundos. Se pretende verificar que el observador estima de forma correcta la velocidad de giro y la posición del rotor, manteniendo un desempeño adecuado ante cambios bruscos de velocidad. Una de las principales desventajas de los observadores en modo deslizante convencionales es un error en estimación para bajas velocidades, dado que la ganancia del observador se mantiene constante. Por ello, es también de interés en la prueba evaluar el desempeño del método propuesto para bajas velocidades. En primer lugar se presentan las formas de onda obtenidas para después analizar cada una a detalle.

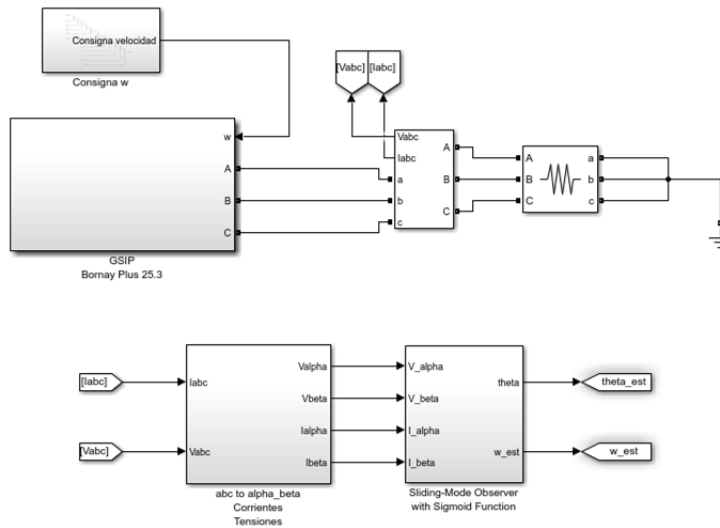


Figura 5-2 Modelo de simulación para la validación del observador en modo deslizante para la estimación de la velocidad y posición del GSIP

En la Figura 5-3 se presenta la estimación de la velocidad de giro del GSIP mediante el observador en modo deslizante propuesto en la sección 3.2.6, en azul se presenta la velocidad de giro real, obtenida por medio del puerto de medidas del GSIP; y en rojo la velocidad estimada por el observador.

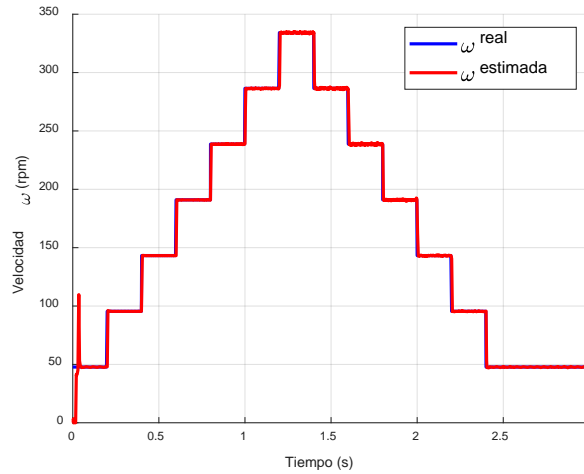


Figura 5-3 Estimación de la velocidad por medio del observador en modo deslizante

Como puede observarse, en el momento del arranque del sistema el GSIP tiene una velocidad de giro igual al primer escalón de la consigna de velocidad, es decir que al inicio de la simulación el GSIP ya tiene una velocidad de giro de 47.74 rpm ; en la velocidad estimada puede apreciarse la transición hacia el estado de deslizamiento del observador. La estimación de la velocidad oscila inicialmente mientras el observador conduce la variable observada hacia la superficie de deslizamiento, puede observarse en el último escalón de velocidad, cuando la consigna vuelve al valor inicial, que una vez se ha cumplido la condición de deslizamiento las oscilaciones de la estimación a baja velocidad se reducen y la estimación es correcta. En la Figura 5-4 se presenta la estimación de la posición del rotor correspondiente.

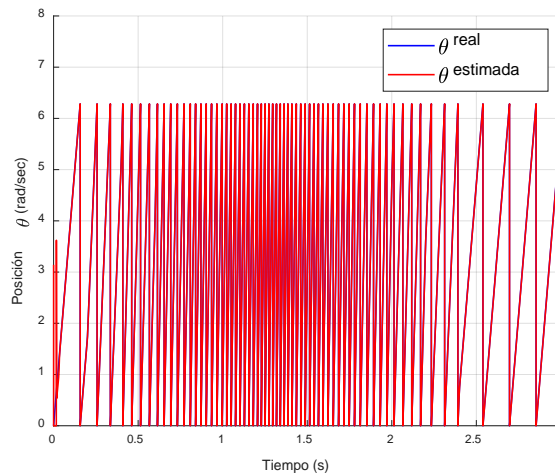


Figura 5-4 Estimación de la posición del rotor por medio del observador en modo deslizante

En la estimación de la posición puede observarse el transitorio de la conducción al modo de deslizamiento del observador, que se engancha a la velocidad en el primer ciclo eléctrico de la señal del generador. Una vez se alcanza la superficie de deslizamiento el observador estima de manera correcta la posición en bajas y en altas revoluciones. De acuerdo al desarrollo presentado en el capítulo anterior, la variable de control del observador es la corriente en marco de referencia fijo. A continuación, en Figura 5-5 y Figura 5-6 se presentan las corrientes en α y β medidas en el generador y las corrientes estimadas, así como el error de estimación.

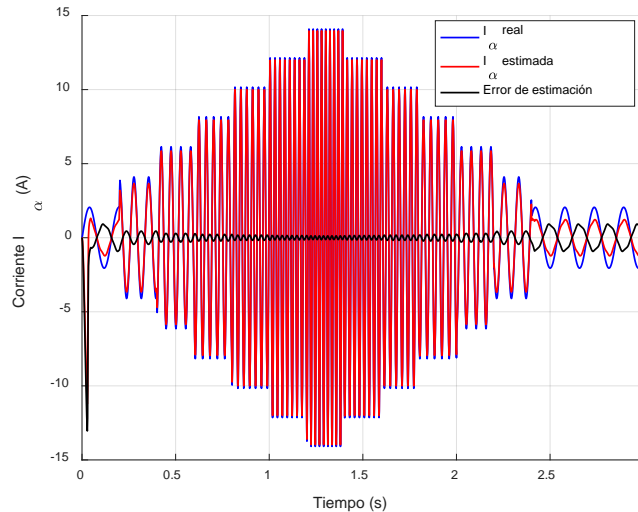


Figura 5-5 Corriente α , corriente α estimada y error de estimación

En Figura 5-5 y Figura 5-6 se puede observar dos características en la estimación de la corriente a bajas revoluciones: la primera es que al arranque del sistema la estimación presenta una oscilación que genera el transitorio en la estimación de la velocidad y de la posición; y la segunda es que a bajas velocidades, una vez alcanzada la condición de deslizamiento, la forma de onda de la corriente estimada pierde la forma senoidal; esta deformación genera un rizado en la estimación de la velocidad, como se verá más adelante en detalle.

La estimación de la corriente también permite ver que, pasado el transitorio de inicio, el error en la estimación se encuentra contenido en el rango $[-1, 1]$, es decir, una vez alcanzada la condición del estado de deslizamiento la variable de control se mantiene cercana a la superficie de deslizamiento como se pretende en el control en modo deslizante.

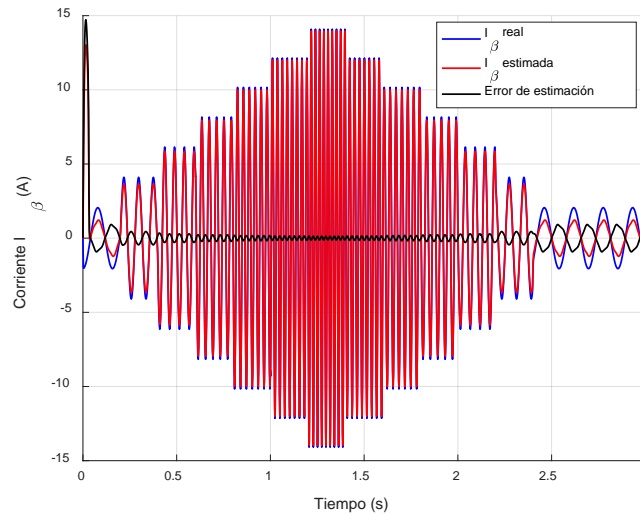


Figura 5-6 Corriente β , corriente β estimada y error de estimación

La Figura 5-7 presenta el detalle de la estimación de la velocidad al arranque del sistema. El detalle permite ver que la estimación de la velocidad presenta una oscilación al arranque del sistema, con una desviación de la velocidad de 60 rpm. Esta oscilación se genera por el error en la estimación de la corriente del estator, al iniciarse el sistema la estimación de la corriente presenta un error que al corregirse genera un cambio de pendiente en la corriente estimada, la cual deriva en la discontinuidad en la estimación de la velocidad y la posición, como se muestra más adelante.

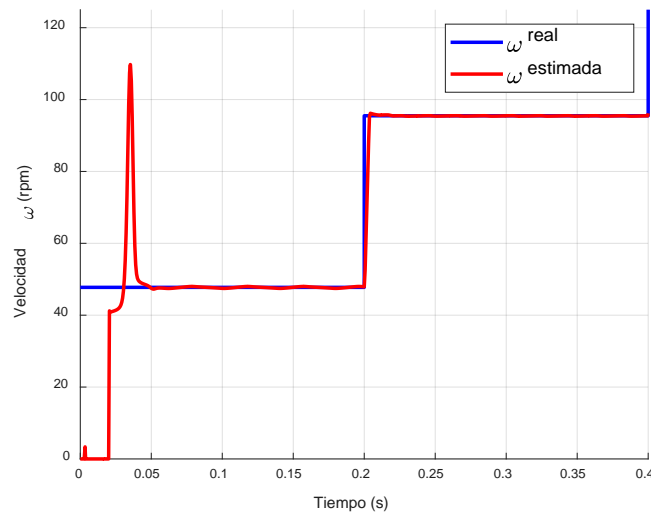


Figura 5-7 Detalle de la estimación de la velocidad en la parte baja del escalón de consigna al arranque del sistema

La Figura 5-8 muestra el detalle de la estimación de la posición donde se puede observar la discontinuidad que se genera por el error en la estimación de la corriente en marco de referencia fijo. Como se ha comentado anteriormente, una vez alcanzada la superficie de deslizamiento la estimación se realiza de forma correcta, demostrando el correcto desempeño del observador en modo deslizante propuesto para la estimación de la velocidad y posición del rotor en un GSIP.

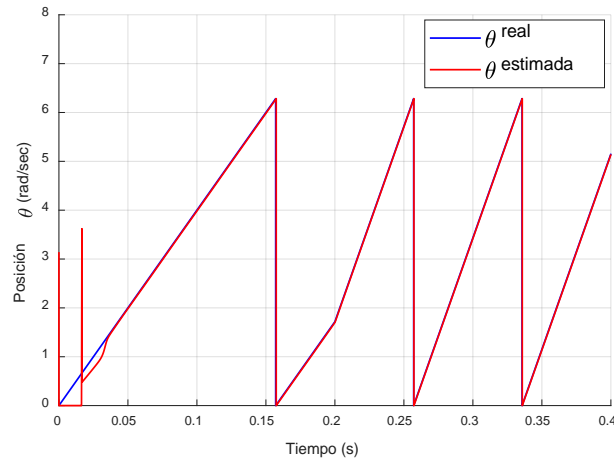


Figura 5-8 Detalle de la estimación de la posición en la parte baja del escalón de velocidad al arranque del sistema

Aunque se ha podido comprobar el buen desempeño del observador en modo deslizante, se consideran los transitorios de inicio y el rizado en la estimación de la velocidad, para proponer una mejora a los sistemas de estimación por medio de observadores en modo deslizante.

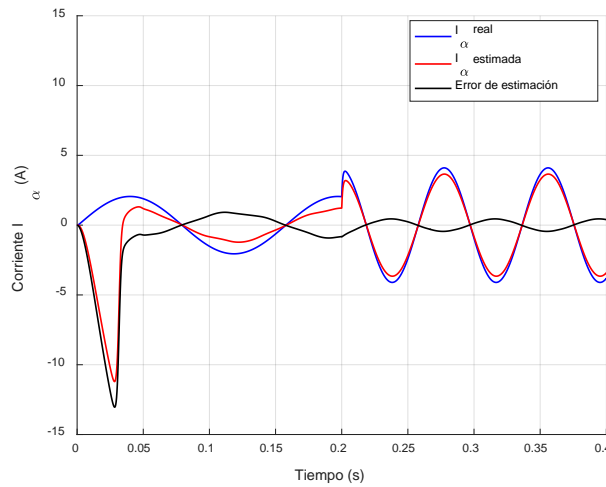


Figura 5-9 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación al arranque del sistema

En la Figura 5-9 y en la Figura 5-10 se presentan las corrientes estimadas en marco de referencia fijo, en estas figuras puede apreciarse que el error de estimación es muy grande, este error deriva en los transitorios de la estimación de velocidad.

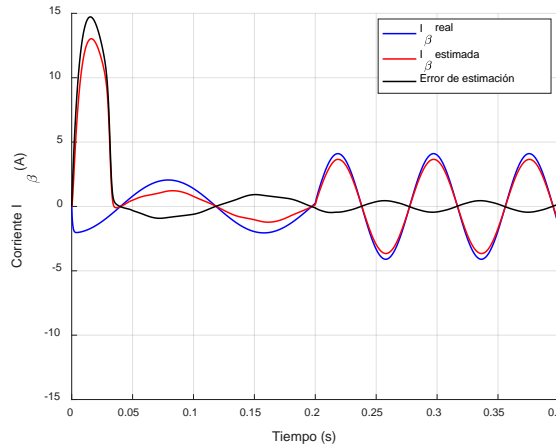


Figura 5-10 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación al arranque del sistema

De acuerdo al desarrollo del observador en modo deslizante presentado en el capítulo anterior, la ganancia k debía ser seleccionada de manera que cumpliera el criterio de estabilidad de Lyapunov, dicho criterio se cumple seleccionando la ganancia a partir del valor máximo de la fuerza electromotriz estimada, que a su vez depende del error en la estimación de la corriente de estator. En la Figura 5-11 se presenta la estimación de la FEM en marco de referencia fijo, la estimación se ve afectada por el transitorio del error en corriente del observador, y por consiguiente la ganancia del observador se ve afectada.

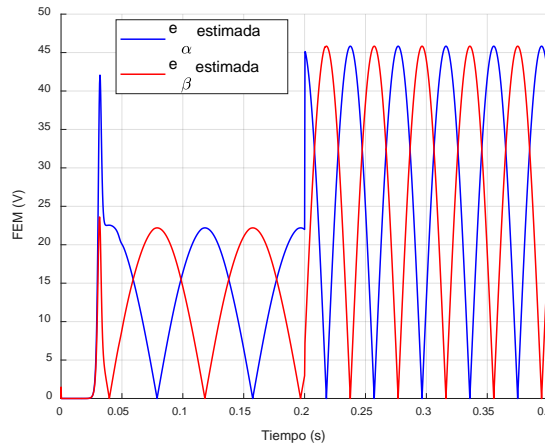


Figura 5-11 FEM estimada para determinar la ganancia k del observador

Para cumplir el criterio de estabilidad, el valor máximo de la FEM estimada se selecciona y se aplica un factor de escalado de 1.15, asegurando que (3-69) se cumple. La selección del máximo de dos señales alternas provoca que la ganancia k del observador tenga un rizado como se presenta en la Figura 5-12.

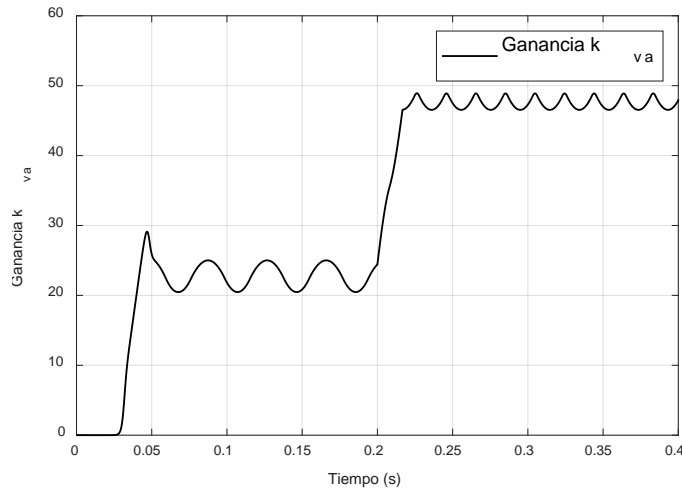


Figura 5-12 Ganancia k del observador por el máximo de la FEM en marco de referencia fijo

El rizado en la ganancia del observador deriva en la variación de la estimación de velocidad que se muestra en la Figura 5-13 y que corresponde al último valor de consigna de la velocidad de giro, es decir, a bajas revoluciones una vez alcanzado el estado de deslizamiento.

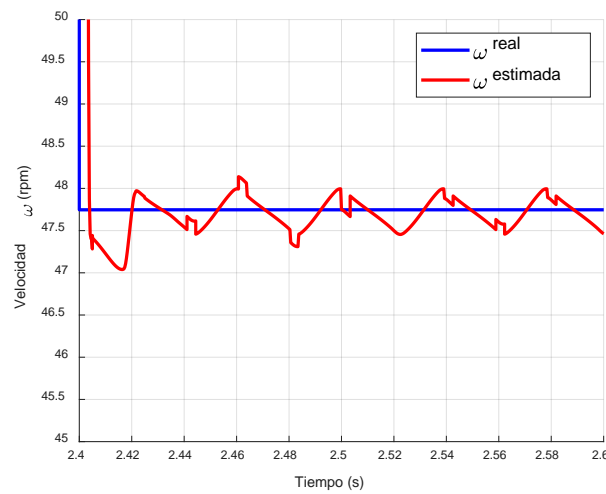


Figura 5-13 Rizado de estimación de velocidad a bajas revoluciones alcanzado el modo deslizante

La estimación de la corriente en marco de referencia fijo correspondiente al tiempo de simulación de la Figura 5-13, se muestra en la Figura 5-14. Como se puede observar la corriente estimada está deformada debido al rizado de la ganancia del observador, lo que genera también el rizado en la estimación de la velocidad.

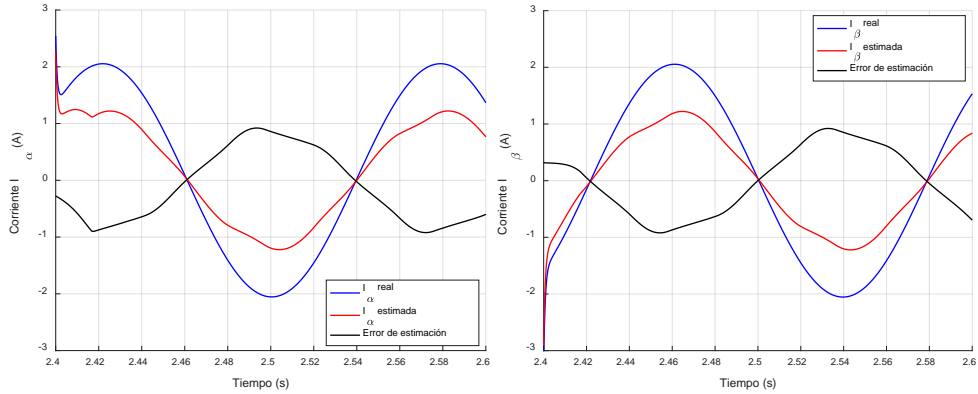


Figura 5-14 Corriente en coordenadas $\alpha\beta$, estimación de la corriente y error de estimación alcanzado el modo deslizante

5.2.1.1. Mejora de la determinación de la ganancia del SMO.

A tenor de los resultados presentados en el punto anterior, se propone a continuación una mejora para determinar la ganancia del observador en modo deslizante. Dado que el rizado en la referencia viene determinado por dos señales de alterna e_α y e_β , que presentan un desfase de 90 grados entre ellas, es posible proyectarlas en un marco de referencia síncrono por medio de la transformada de Park para obtener señales continuas, estas señales continuas serán utilizadas para determinar la ganancia del observador.

Se implementa el sistema presentado en el diagrama de simulación de la Figura 5-15 para la obtención de la ganancia a partir de la transformada de Park de la FEM en ejes $\alpha\beta$ estimada.

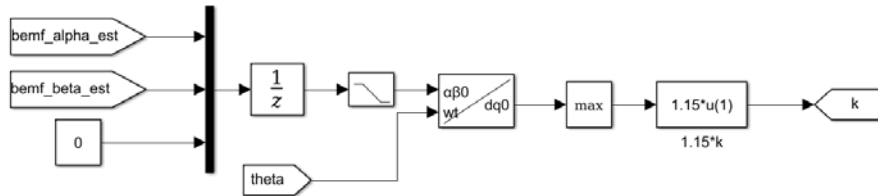


Figura 5-15 Diagrama de simulación para la obtención de la ganancia k del observador a partir de la FEM en marco de referencia síncrono

La Figura 5-16 presenta la estimación de velocidad por medio del observador en modo deslizante propuesto, con ganancia k obtenida a partir de magnitudes de continua en marco de referencia síncrono. De forma análoga a la expresión (3-69), la ganancia del observador se determina a partir

del máximo entre las señales obtenidas y multiplicadas por un factor de 1.15, obteniendo la expresión de la ganancia k por medio de (5-1).

$$k \geq \max(|e_d|, |e_q|) \quad (5-1)$$

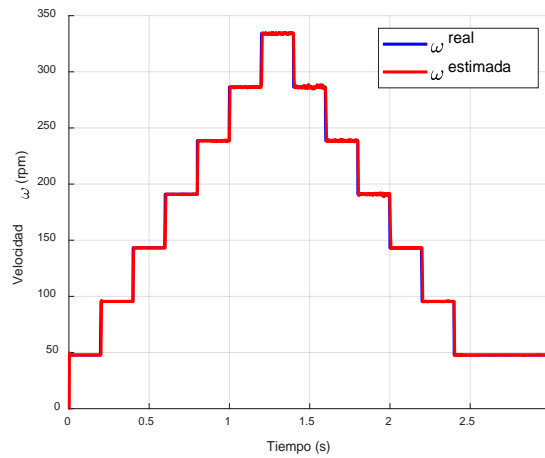


Figura 5-16 Estimación de la velocidad por medio del observador en modo deslizante con ganancia k en marco de referencia síncrono

En la Figura 5-16 se muestra que el observador con la ganancia k propuesta presenta una menor oscilación de inicio, a la vez que mantiene un buen desempeño en la estimación de la velocidad. Más adelante se presenta el detalle de la estimación de velocidad a bajas revoluciones para su comparación con el resultado obtenido con la ganancia en marco de referencia fijo.

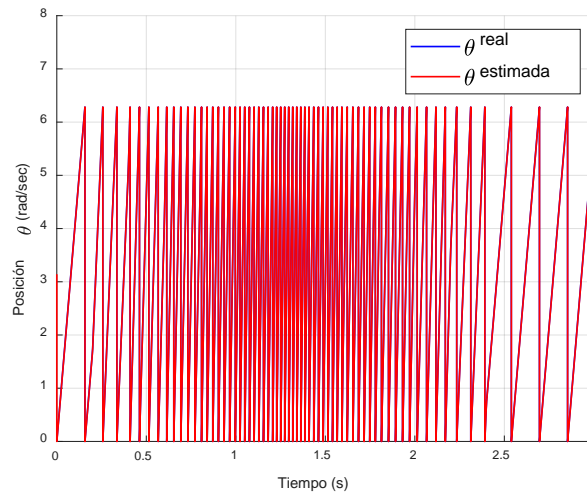


Figura 5-17 Estimación de la posición por medio del observador en modo deslizante con ganancia k en marco de referencia síncrono

Asimismo, la estimación de la posición del rotor en la inicialización del sistema ha sido mejorada como se puede observar en la Figura 5-17. El detalle de la estimación de la posición a bajas revoluciones se presenta más adelante.

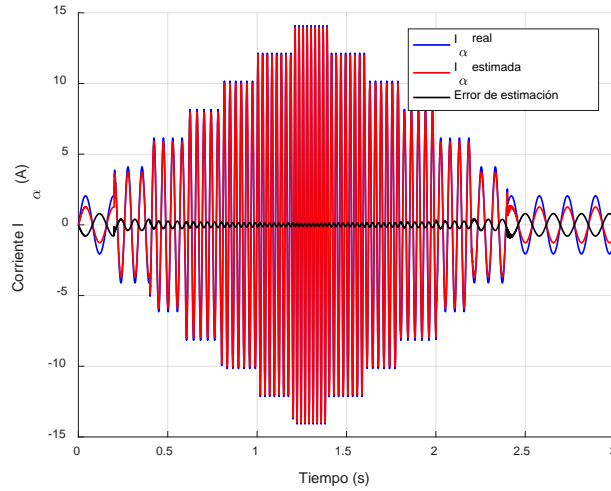


Figura 5-18 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono

La estimación de las corrientes con la ganancia calculada en marco de referencia síncrono se presenta en Figura 5-18 y Figura 5-19. El error de estimación inicial que daba paso a la oscilación en la velocidad y en la posición estimadas se ha reducido, manteniéndose a lo largo de la simulación por debajo de 1.

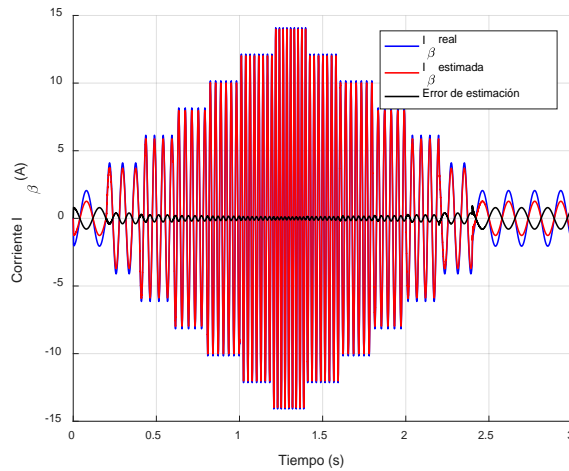


Figura 5-19 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono

En la Figura 5-20 se presenta el error de la estimación de la corriente del estator para el observador en modo deslizante con la ganancia obtenida mediante el esquema propuesto. El error de estimación se mantiene por debajo de 1 A para toda la simulación, alcanzando un valor máximo de 0.9 A debido a la oscilación provocado en la ganancia por el cambio de consigna en escalón.

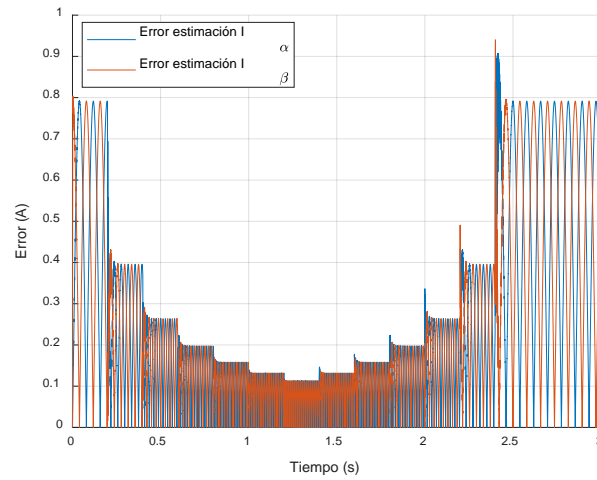


Figura 5-20 Raíz del error cuadrático de la estimación de la corriente de estator con la ganancia propuesta

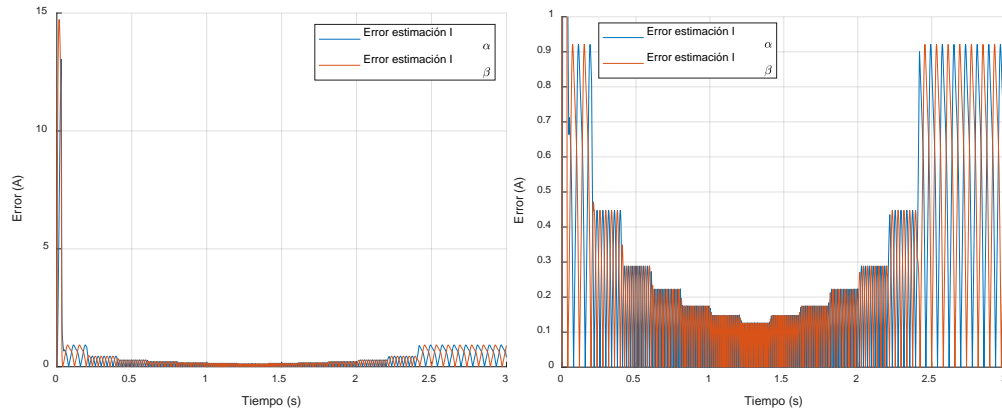


Figura 5-21 Raíz del error cuadrático de estimación de la corriente de estator con la ganancia variable en marco de referencia fijo y ampliación a la derecha

El error de estimación de la corriente del estator por medio del observador en modo deslizante con la ganancia obtenida mediante la FEM en marco de referencia fijo. Como ha sido comentado anteriormente al arranque de la simulación, el error en la estimación de la corriente genera una oscilación. El error al inicio de la simulación se presenta en la Figura 5-21 (izquierda) y el detalle del error de estimación una vez alcanzado el modo de deslizamiento en la Figura 5-21 (derecha). El error también se encuentra debajo de 1 A en el resto de la simulación.

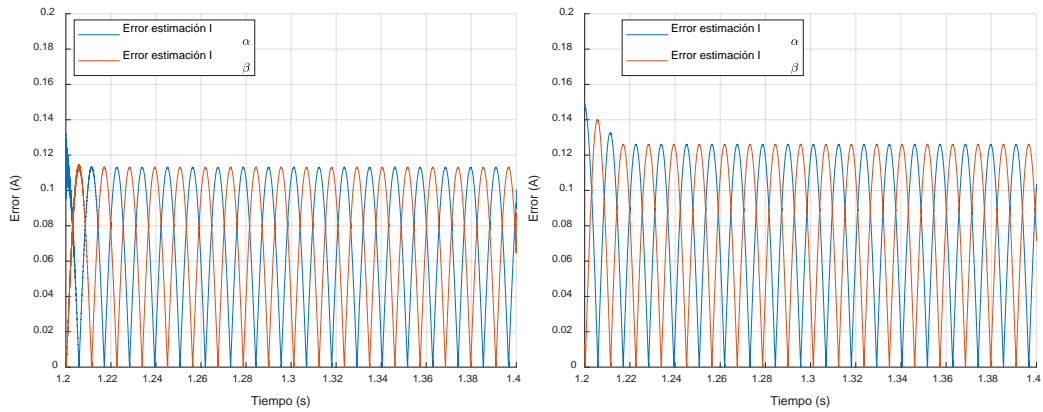


Figura 5-22 Comparativa de las raíces del error cuadrático de estimación de la corriente de estator por la ganancia propuesta y la ganancia obtenida a partir del marco de referencia fijo a altas revoluciones

En la Figura 5-22 se presenta la comparativa del error de estimación de la corriente a 334.22 rpm, velocidad máxima de la prueba. En bajas revoluciones el método propuesto de obtención de la ganancia reduce el error un 14%, de 0.9188 A a 0.7944 A de error; y a altas revoluciones se reduce un 12%, de 0.1257 A a 0.1106 A de error.

En Figura 5-23 y Figura 5-24 se presenta el detalle de la estimación de velocidad y posición, respectivamente, a bajas revoluciones al arranque del sistema. Como pudo observarse en Figura 5-7 y Figura 5-8, al inicializarse el sistema se presentaba un transitorio en la estimación de las variables mecánicas del GSIP. En Figura 5-23 se observa que la oscilación inicial que presentaba la estimación de la velocidad se ha reducido con la implementación de la selección de la ganancia k a partir de la FEM en marco de referencia síncrono.

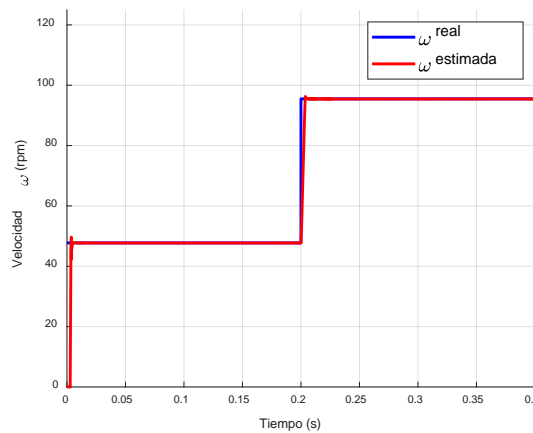


Figura 5-23 Detalle de la estimación de velocidad con ganancia del observador en marco de referencia síncrono

La estimación de la posición del rotor presenta la misma respuesta una vez que se alcanza el modo deslizante, sin el transitorio inicial derivado del error de estimación de la corriente. La correcta estimación de la posición es importante para el control del rectificador que será realizada en marco de referencia síncrono.

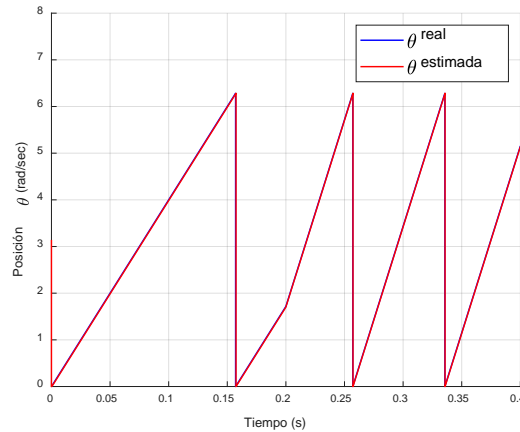


Figura 5-24 Detalle de la estimación de la posición con ganancia en marco de referencia síncrono

En Figura 5-25 y Figura 5-26 se presentan las corrientes en marco de referencia fijo, a partir de las figuras y en comparación a las Figura 5-9 y Figura 5-10, puede observarse que el error de estimación al arranque del sistema se ha reducido al aplicar la ganancia propuesta. Con el uso de la FEM en marco de referencia fijo para seleccionar la ganancia el error de estimación era mayor a 10 A, mientras que al aplicar una ganancia seleccionada a partir de los valores de continua de la FEM en marco de referencia síncrono se mantienen por debajo de 1 A durante toda la simulación.

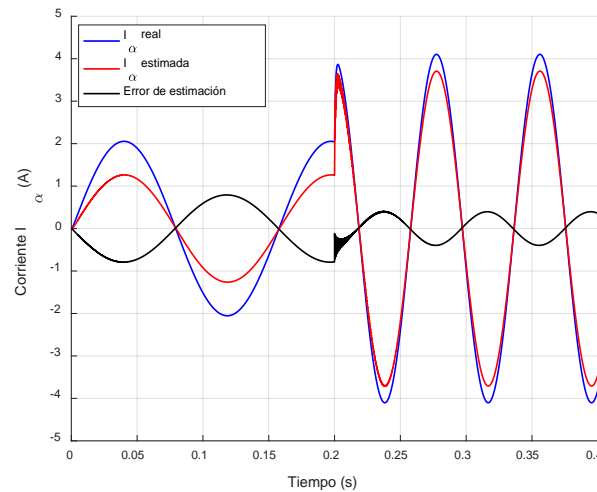


Figura 5-25 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono

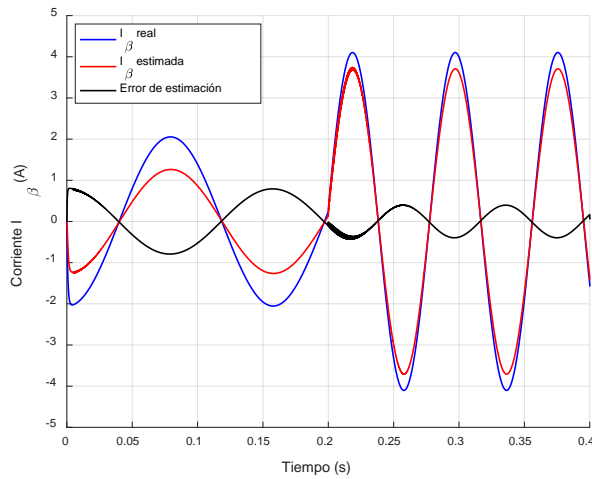


Figura 5-26 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación con ganancia en marco de referencia síncrono

La transformación de Park aplicada a la FEM en marco de referencia fijo hace uso de la posición del rotor estimada. En la Figura 5-27 se presenta la ganancia del observador seleccionada a partir de la proyección de la FEM en el marco de referencia síncrono.

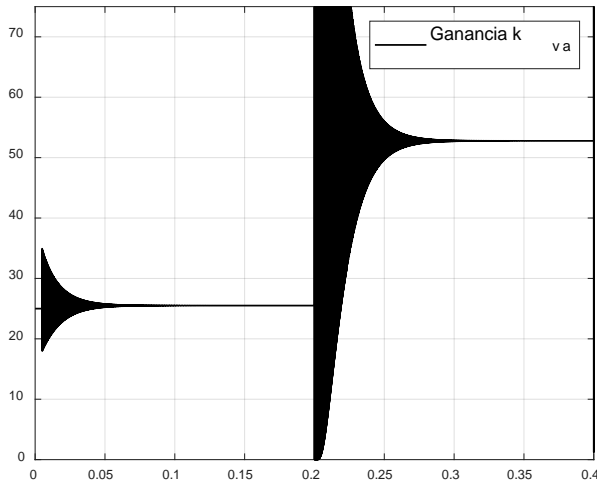


Figura 5-27 Ganancia del observador en marco de referencia síncrono

Dado que la ganancia seleccionada por el método propuesto consta de valores continuos, el rizado de la estimación de velocidad se reduce. En la Figura 5-28 se presenta el detalle de la estimación de velocidad para el primer escalón de cambio de velocidad de consigna. En Figura 5-27 se observa que al darse un escalón en la velocidad de giro se producen oscilaciones que decrecen con el tiempo. Estas oscilaciones no generan un problema para la estimación, como puede observarse en la Figura

5-28 las oscilaciones se presentan en la estimación de velocidad con un error de 0.8 rpm y una vez alcanzado el régimen permanente el uso de una ganancia continua reduce el rizado en la estimación de velocidad.

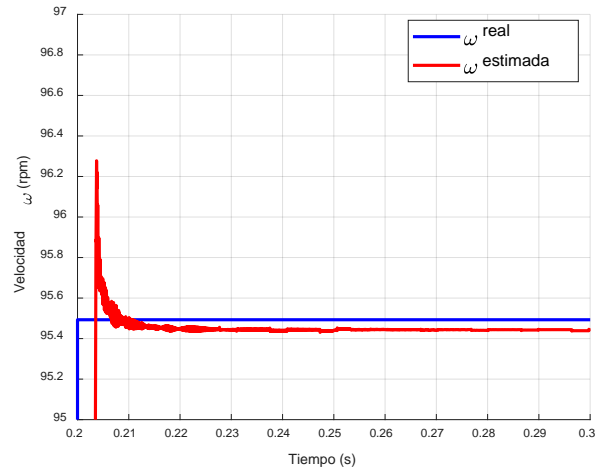


Figura 5-28 Detalle de la estimación de la velocidad alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono

La estimación de la posición del rotor presenta la misma respuesta que en el caso de la ganancia variable obtenida a partir de la FEM en marco de referencia fijo. El detalle de la estimación de la posición, correspondiente a la ventana de tiempo de la Figura 5-28, se presenta en la Figura 5-29.

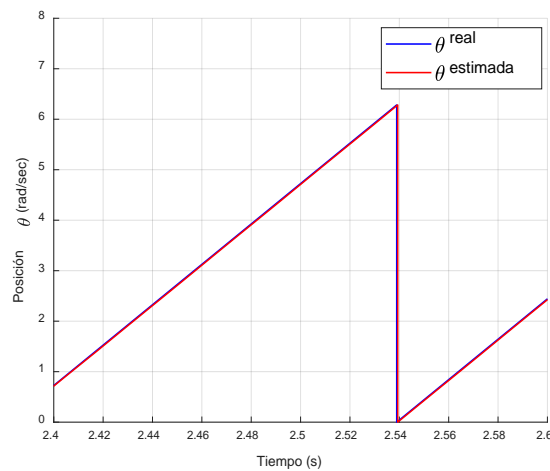


Figura 5-29 Detalle de la estimación de posición alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono

Las oscilaciones que se presentan en la ganancia, se ven reflejadas a su vez en la corriente de estator estimada. En la Figura 5-30 se presenta la corriente α del estator y la estimación obtenida por el

observador en modo deslizante, así como el error de estimación. Como puede observarse, si bien al cambio de velocidad de consigna aparecen las oscilaciones de la ganancia del observador, el error se mantiene en la cercanía de la superficie de deslizamiento, permitiendo una correcta estimación de la velocidad manteniendo el tiempo de respuesta en bajas revoluciones.

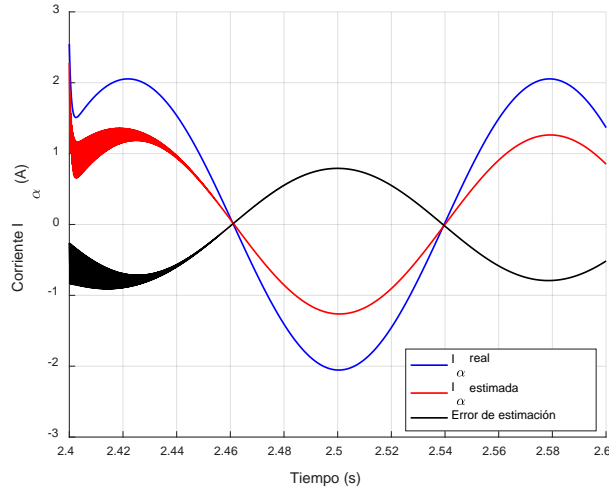


Figura 5-30 Corriente α , estimación de la corriente α y error de estimación alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono

La Figura 5-31 presenta la corriente β del estator, la estimación de la corriente y el error de estimación para la ventana de tiempo de la Figura 5-28.

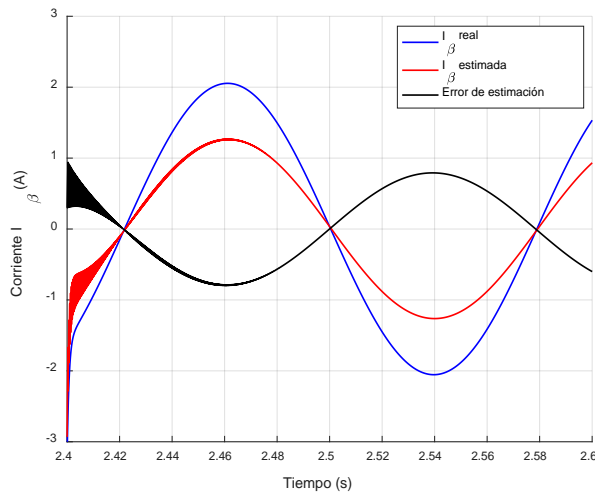


Figura 5-31 Corriente β , estimación de la corriente β y error de estimación alcanzada la condición de deslizamiento con ganancia en marco de referencia síncrono

Los datos obtenidos del error en estimación de la corriente en el estator y el error cuadrático medio de estimación de la velocidad, 0.97 rpm de error para el observador con ganancia variable obtenida a partir de la FEM en marco de referencia fijo y 0.5905 rpm de error para la ganancia propuesta, permiten demostrar que se consigue una mejora en la estabilidad de la estimación de la velocidad lo cual permitirá realizar un control de velocidad a su vez más estable.

5.2.2. Simulación de los lazos de regulación de corriente y velocidad.

Para la validación del control de velocidad se realiza dos pruebas: en la primera se valida el control de velocidad mediante el observador en modo deslizante con ganancia k a partir de la FEM en marco de referencia fijo; y en la segunda se hace uso de la ganancia modificada propuesta. Ambas pruebas se realizan manteniendo el generador en vacío, es decir sin par de carga.

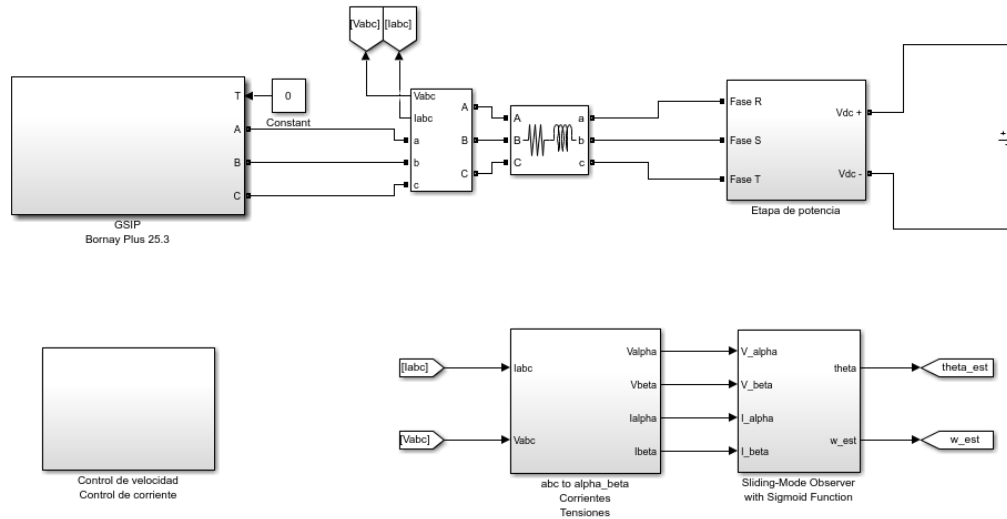


Figura 5-32 Diagrama de simulación para la validación de los lazos de corriente y velocidad

Este modelo de simulación se presenta en la Figura 5-32, en esta simulación la referencia para el regulador de velocidad se mantiene fija por 0.2 s y se varía en escalón, es decir, no se incluye el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. La referencia fija es la consigna en escalón de la sección 5.2.1, en esta simulación la consigna se da al control de velocidad y la entrada física del modelo del GSIP se hace por par y se mantiene a valor constante cero.

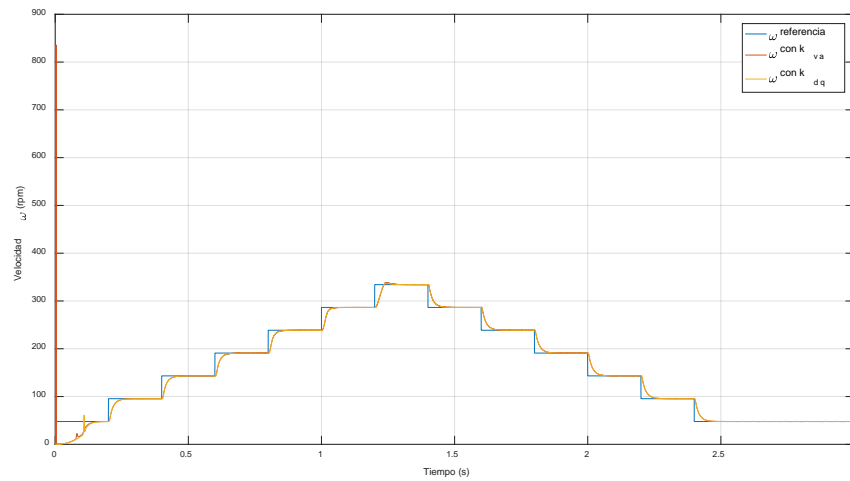


Figura 5-33 Comparativa del control de velocidad con distintas ganancias del observador en modo deslizante

El detalle del arranque del sistema presenta el control realizado por medio del observador en modo deslizante con las ganancias presentadas en los apartados anteriores. El control de velocidad se realiza de forma adecuada con los dos sistemas, presentando un tiempo de establecimiento ante una referencia en escalón de 50 ms. Mientras ambos presentan un error de estimación de la velocidad al inicio de la simulación, el rizado en la estimación de la velocidad es menor para el observador con la ganancia modificada, como se presenta en la Figura 5-35 y la Figura 5-36. De acuerdo a los rizados observados, en la parte de más bajas revoluciones de la prueba el rizado se reduce un 16% y en la zona de más altas revoluciones el rizado se reduce un 15%.

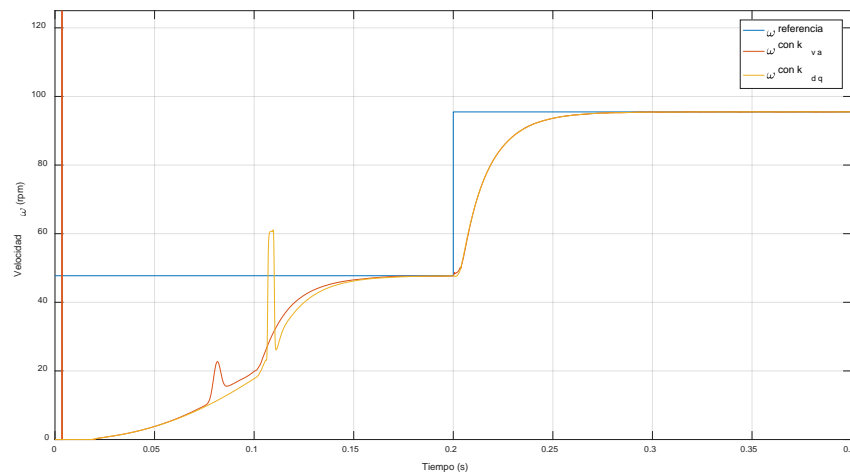


Figura 5-34 Detalle del control con distintas ganancias del observador en modo deslizante

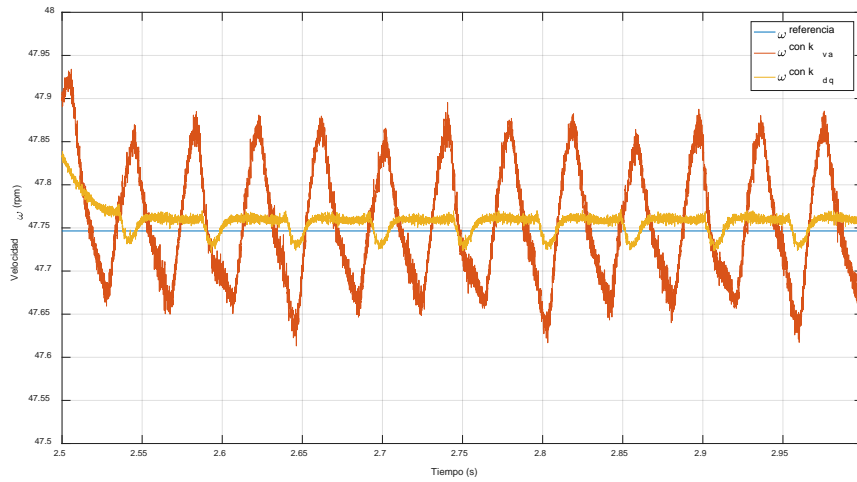


Figura 5-35 Rizado de la estimación de velocidad a bajas revoluciones a partir del observador en modo deslizante

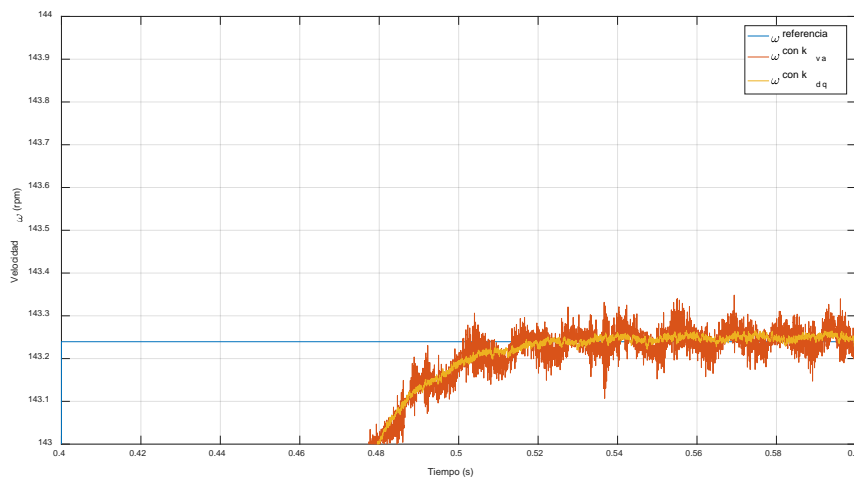


Figura 5-36 Rizado de la estimación de velocidad a altas revoluciones a partir del observador en modo deslizante

Una vez validado que el sistema de ganancia propuesto permite una correcta estimación de la velocidad para realizar el control, se procede a realizar el resto de simulaciones con este sistema.

El error de estimación de la velocidad con el observador en modo deslizante propuesto se muestra en la Figura 5-37, con una diferencia de 0.1 rpm respecto de la velocidad real de giro de la turbina eólica.

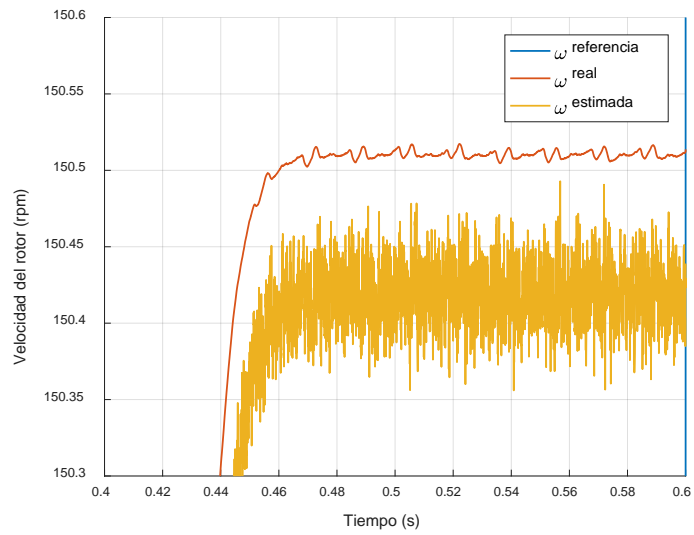


Figura 5-37 Detalle de la estimación de la velocidad

La estimación de la posición del rotor y el detalle de esta estimación se presentan a continuación en la Figura 5-38 y Figura 5-39, respectivamente.

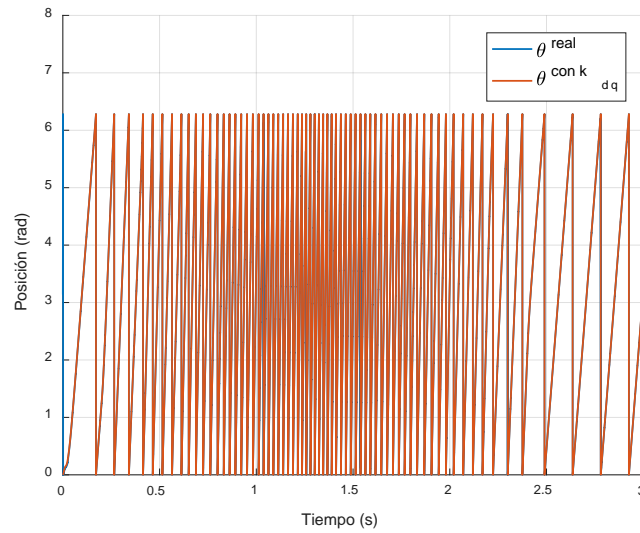


Figura 5-38 Estimación de la posición del rotor

La correcta estimación de la posición del rotor es de importancia para poder realizar un control de las corrientes en marco de referencia síncrono.

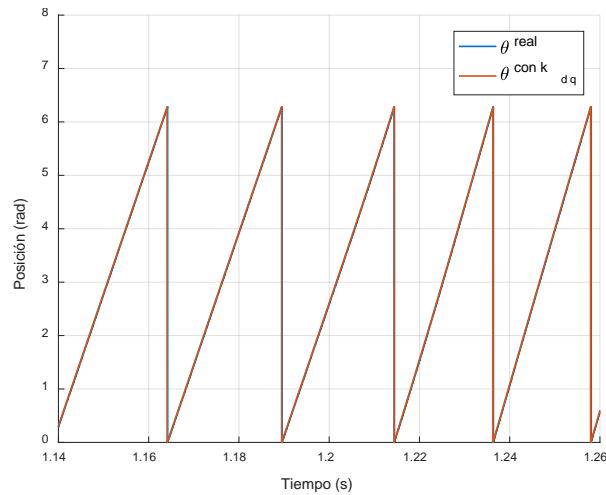


Figura 5-39 Detalle de la estimación de la posición del rotor

El detalle de la Figura 5-39 permite observar que la estimación de la posición se realiza de forma correcta, presentando un error de 3.6° en la zona de más altas revoluciones y de 0.3° en la zona de más bajas revoluciones, en la sección siguiente se validan los lazos de corriente y se presentan los resultados del control en marco de referencia síncrono a partir de la posición estimada del rotor.

5.2.3. Simulación del algoritmo de búsqueda y seguimiento del punto de máxima potencia basado en lógica borrosa.

Para la validación de algoritmo de búsqueda del PMP se realiza la simulación del sistema de generación de pequeña eólica mostrado en la Figura 5-40, introduciendo el modelo mecánico y la curva característica $\lambda-C_p$ del sistema. Esta curva ha sido obtenida por medio de un método experimental propuesto en esta tesis y detallado más adelante en la sección 6.1.2. De acuerdo al esquema de control del rectificador activo presentado en la sección 4.1, la referencia de velocidad del control viene dada por el algoritmo de búsqueda del PMP basado en lógica borrosa. En primer lugar se genera un perfil de viento con cambios en escalón, las cuales representan dinámicas rápidas en el viento en un periodo de tiempo corto. La segunda prueba se realiza aplicando un perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales presentadas en [87]. Se evalúa el desempeño del algoritmo a partir de la comparación de la potencia capturada frente a la potencia disponible de acuerdo al perfil de viento aplicado en cada prueba.

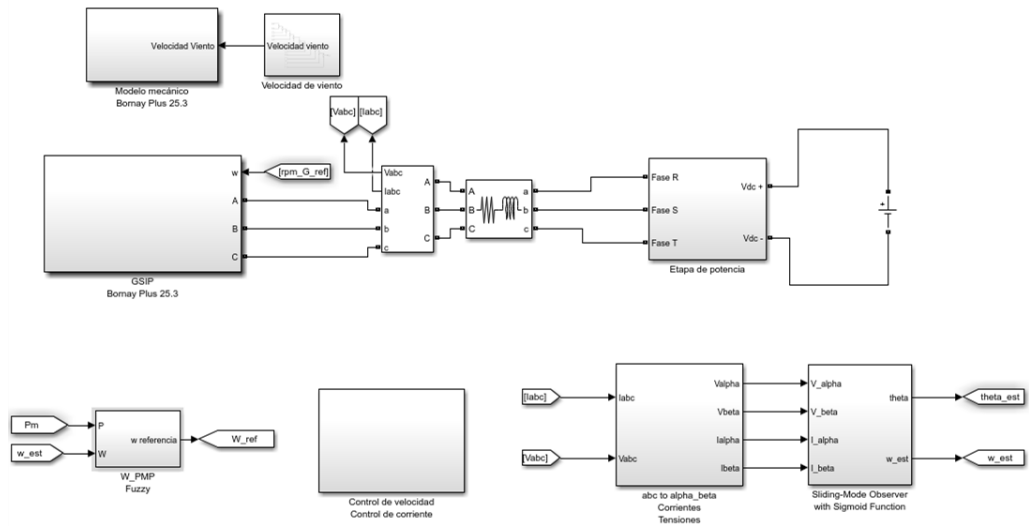


Figura 5-40 Modelo de simulación para la validación del algoritmo de seguimiento del PMP con viento con cambios de velocidad de viento en escalón

En la Figura 5-41 se presenta el perfil de viento aplicado para la evaluación del algoritmo de seguimiento del PMP del sistema de generación de minieólica, este perfil consta de variaciones de la velocidad de viento en escalones. La finalidad de esta prueba es comprobar el desempeño del algoritmo ante cambios bruscos de velocidad de viento en periodos cortos de tiempo.

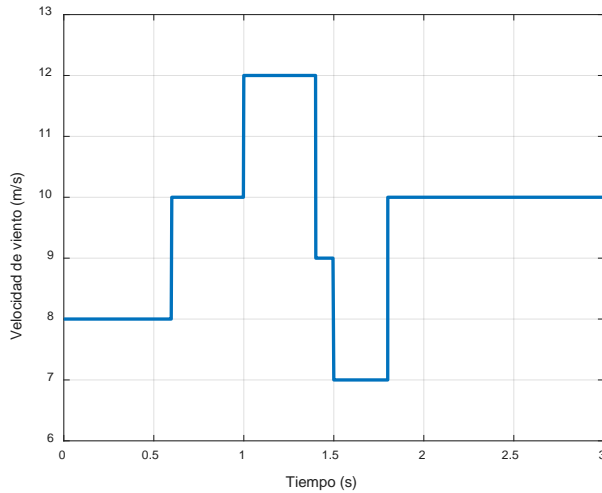


Figura 5-41 Perfil de viento con cambios de velocidad en escalón

La Figura 5-42 presenta la potencia máxima disponible en el viento en función de la velocidad de viento para cada instante (línea roja) y la potencia mecánica desarrollada por la turbina eólica, que varía en función de la velocidad del viento y la velocidad de giro (línea azul). El algoritmo de

búsqueda del PMP genera la referencia de velocidad para el lazo de control con la finalidad de maximizar la generación de la potencia disponible.

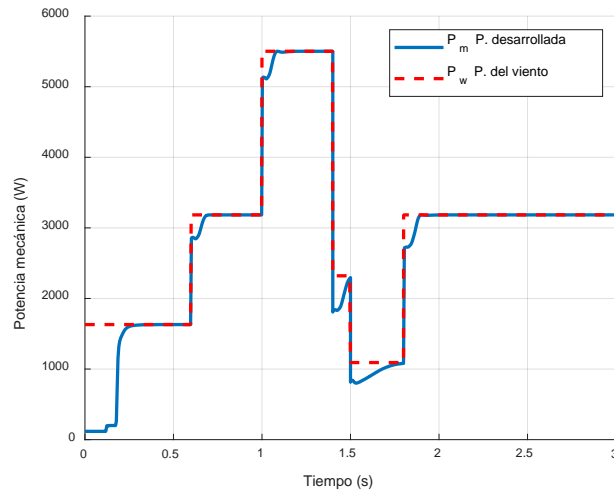


Figura 5-42 Seguimiento de la máxima potencia mediante el algoritmo basado en lógica borrosa propuesto para el perfil de viento con cambios de velocidad en escalón

La figura muestra que después del arranque de la turbina, en el cual el sistema se deja girar libremente hasta alcanzar una potencia mínima, de 200 W determinada experimentalmente, a partir de la cual se comienza a ejecutar el control; ya que si el control se ejecuta antes de ese punto es posible que se frene el sistema. A partir de las figuras Figura 5-42 y Figura 5-43, puede observarse que una vez se ha alcanzado la potencia mínima y el sistema de generación ha acelerado, el algoritmo de búsqueda genera la referencia de velocidad para alcanzar el máximo de la potencia. Como ha sido descrito en el flujograma del algoritmo de búsqueda del PMP, los cambios en la referencia de velocidad son adaptativos en función de la pendiente de cambio de la potencia respecto de la velocidad; por lo tanto, se aplica una mayor referencia de velocidad a mayor pendiente y conforme se acerca al PMP se reduce el cambio hasta mantener el punto de operación alrededor del PMP con pequeñas variaciones alrededor de este. Ante un cambio de velocidad del viento el punto de operación cambia y el algoritmo vuelve a determinar el cambio de la referencia de velocidad que debe ser aplicado en función de la derivada de potencia y el último cambio realizado.

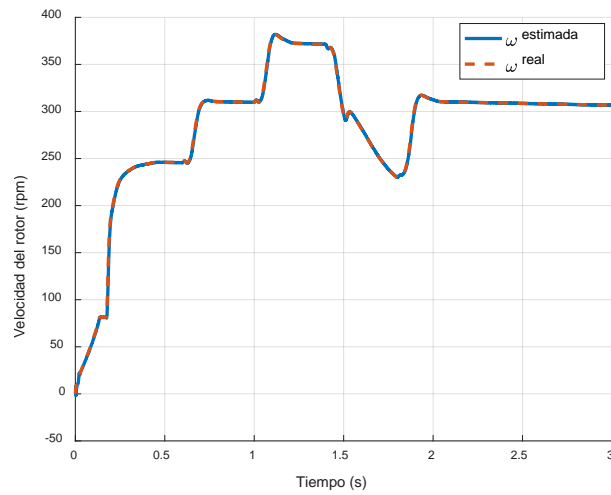


Figura 5-43 Velocidad de giro del rotor para el seguimiento de la máxima potencia en el perfil de viento con cambios de velocidad en escalón

La Figura 5-43 presenta junto con la velocidad real, la estimación de la misma a partir del observador en modo deslizante, con la cual se realiza el control de velocidad. La estimación de la velocidad en una operación de dinámica rápida sigue siendo adecuado y el control se realiza de forma correcta. El error de estimación se presenta en la Figura 5-44, como puede observarse presenta su mayor valor al arranque del sistema, como se ha visto en el análisis de resultados de las pruebas realizadas al observador, y una vez alcanzado el estado de deslizamiento el error de estimación se mantiene por debajo de las 4 rpm.

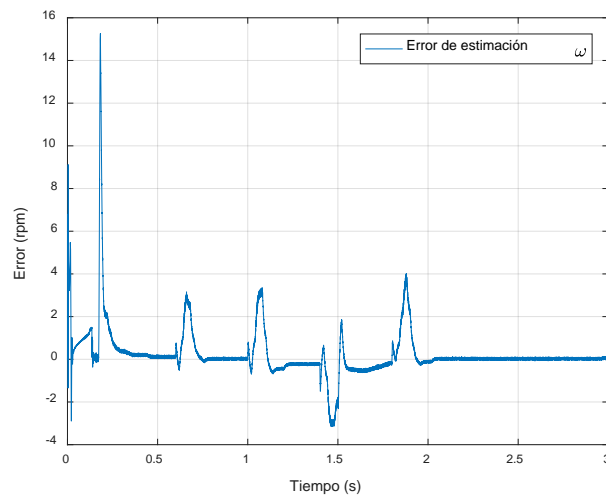


Figura 5-44 Error de estimación de la velocidad del rotor

Si bien la prueba realizada ayuda a validar la operación del algoritmo PMP, el perfil de viento aplicado no se considera como condiciones reales de operación por lo que en el siguiente apartado se realiza una prueba con un perfil de viento modelado a partir de condiciones reales.

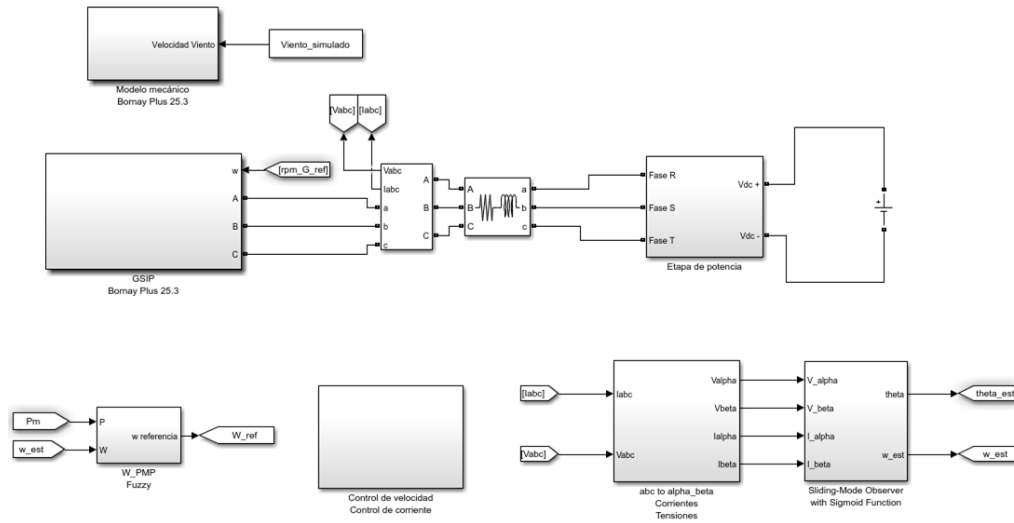


Figura 5-45 Modelo de simulación para validación del algoritmo de seguimiento del PMP con perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales

El modelo de simulación presentado en la Figura 5-45 presenta un único cambio frente al mostrado en la figura Figura 5-40, en el bloque de la velocidad de viento. En el modelo utilizado para esta simulación el perfil de viento viene determinado por la expresión (5-2), basada en la utilizada en [86] que fue sintetizada a partir de condiciones experimentales reales.

$$V_w = 10 - 2 \cdot \sin(\omega_1 t) - 2 \cdot \sin(3.5 \cdot \omega_2 t) - \cos(12.35 \cdot \omega_3 t) - 0.2 \cdot \cos(\omega_4 t) + 0.2 \cdot \cos(\omega_5 t) - 0.2 \cdot \cos(\omega_6 t) \quad (5-2)$$

Donde se tienen los valores de ω_n siguientes:

$$\begin{aligned} \omega_1 &= 2\pi \cdot 0.005 \\ \omega_2 &= 2\pi \cdot 0.0175 \\ \omega_3 &= 2\pi \cdot 0.0625 \\ \omega_4 &= 2\pi \cdot 0.175 \\ \omega_5 &= 2\pi \cdot 0.7 \\ \omega_6 &= 2\pi \cdot 1.4 \end{aligned}$$

El perfil de viento utilizado en la simulación se presenta en la Figura 5-46. Como puede observarse la dinámica del perfil es más lenta que en el caso del perfil con cambios en escalón. La finalidad de la prueba es validar el algoritmo frente a un viento con condiciones más cercanas a las reales durante un periodo de tiempo más largo (un minuto).

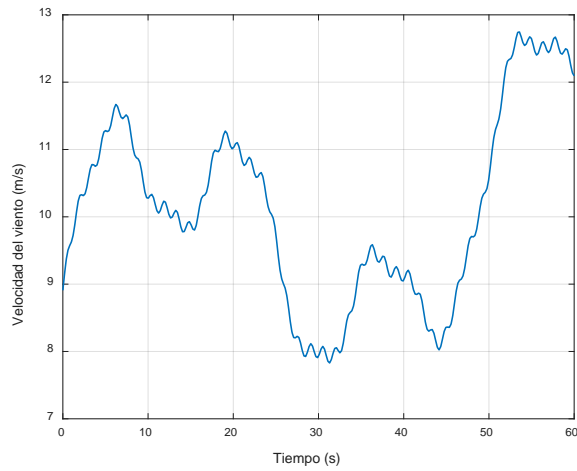


Figura 5-46 Perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales

El seguimiento del PMP se presenta en la Figura 5-47, donde se presenta en línea discontinua roja la potencia máxima disponible en cada instante para la velocidad de viento correspondiente, considerando la curva $\lambda-C_p$ de la turbina, y en línea continua azul la potencia mecánica desarrollada por el sistema de generación eólica con algoritmo de búsqueda del PMP basado en lógica borrosa. Después del arranque del sistema la potencia desarrollada sigue el perfil de viento, generando de esta forma la máxima potencia disponible en todo momento para el perfil de viento aplicado.

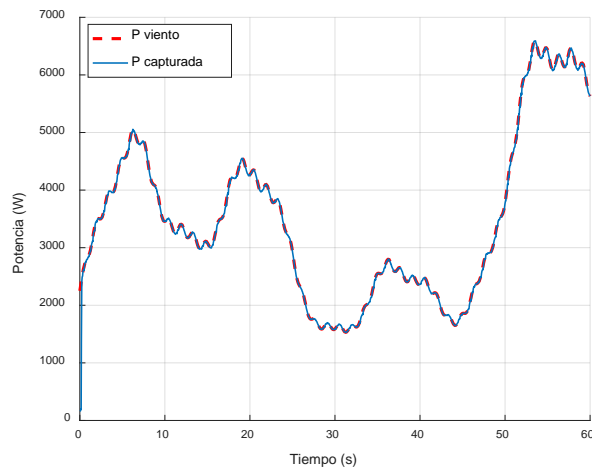


Figura 5-47 Seguimiento de la máxima potencia mediante el algoritmo basado en lógica borrosa propuesto para el perfil de viento modelado a partir de condiciones experimentales reales

La referencia de velocidad generada por el algoritmo de seguimiento del PMP, junto con las velocidades de control y real, se presentan en la Figura 5-48.

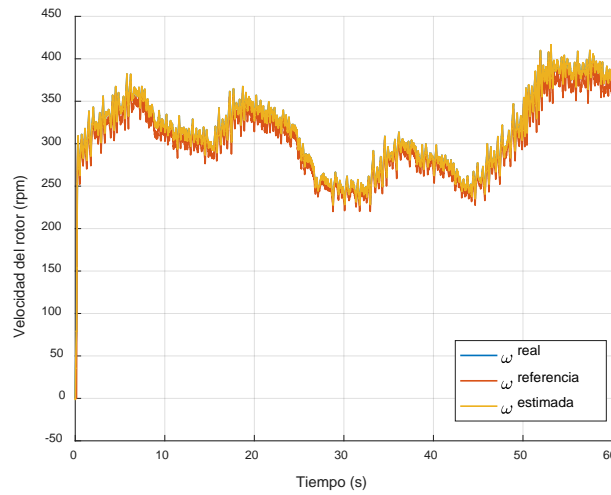


Figura 5-48 Velocidad de giro real del rotor, velocidad estimada por el OMD y velocidad de referencia generada por el algoritmo de búsqueda del PMP

El detalle del seguimiento de la velocidad se presenta en la Figura 5-49. El error en el control de la velocidad se debe al par aerodinámico del viento, que en el lazo de control fue considerado como una perturbación. Sin embargo, ya que el algoritmo de búsqueda del PMP no tiene realimentación del error de velocidad no presenta un error el seguimiento de la potencia máxima, es decir que el algoritmo sigue variando la consigna de velocidad hasta que se alcanza el PMP sin importar si el error de seguimiento de la velocidad es cero. La velocidad estimada por el observador en modo deslizante presenta un pequeño retraso respecto la velocidad real, sin embargo el comportamiento dinámico es adecuado y permite realizar el control de velocidad de forma correcta.

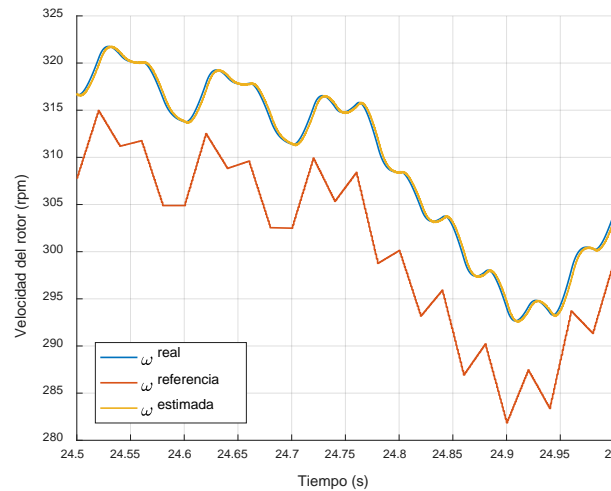


Figura 5-49 Detalle del seguimiento de la velocidad de referencia y la estimación de la velocidad del OMD

La correcta estimación de la posición del rotor, presentada en la Figura 5-50, es necesaria para poder realizar el control en el marco de referencia síncrono. La estimación de la posición se presenta en detalle debido a la duración de la simulación.

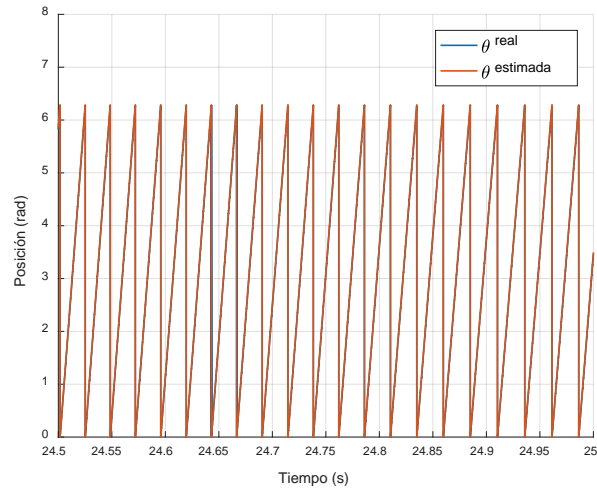


Figura 5-50 Detalle de la estimación de la posición del observador en modo deslizante durante el seguimiento del PMP

A partir de la estimación de la posición, se implementa el control de corriente en marco de referencia síncrono. Este control se ha diseñado para obtener el máximo par por unidad de amperio, manteniendo la referencia de la corriente en eje d a cero y empleando como corriente de referencia en el eje q la acción de control obtenida del regulador de velocidad del PMP.

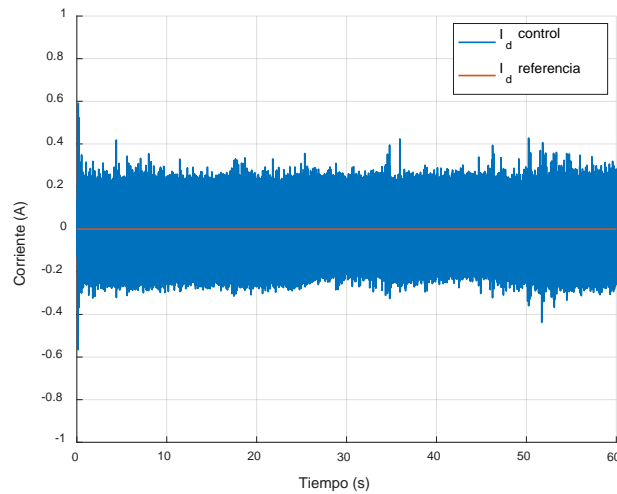


Figura 5-51 Control de corriente del estator en el eje d del marco de referencia síncrono

El control de corriente en marco de referencia síncrono se presenta en las Figura 5-51 y Figura 5-52, para la corriente en el eje d y en el eje q , respectivamente. La corriente en el eje d , con referencia cero se mantiene en la referencia con un rizado de 0.3 A pico. Mientras el control de la corriente en el eje q , cuya referencia es generada por el regulador de velocidad y busca generar el par necesario para controlar la aceleración del sistema, presenta un seguimiento de la referencia cuyo detalle se presenta en la Figura 5-53. El correcto seguimiento de la velocidad de referencia que se aprecia en Figura 5-53, valida el control de corriente. La corriente de control del eje q presenta la misma forma de onda que el par del generador (Figura 5-54), dado que la corriente en el eje q se encuentra directamente relacionada al par por medio de la constante de par, como se ha mencionado anteriormente.

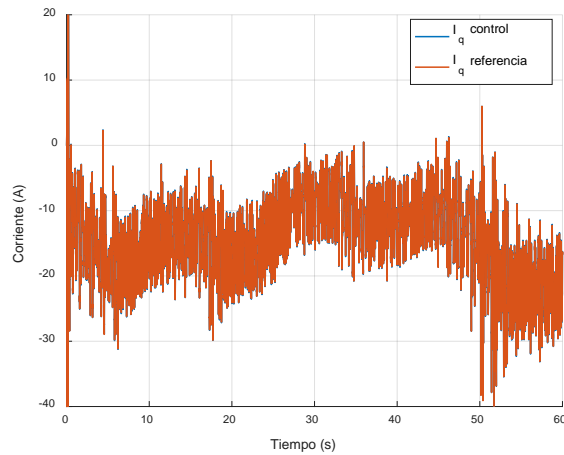


Figura 5-52 Control de corriente del estator en el eje q del marco de referencia síncrono

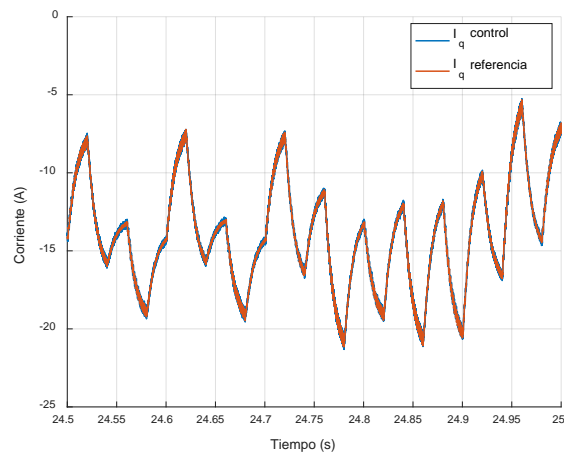


Figura 5-53 Detalle del control de corriente del estator en el eje q del marco de referencia síncrono

El par aerodinámico generado por la incidencia del viento sobre la turbina del sistema de generación debe ser compensado por el par del generador eléctrico, en caso de existir una diferencia el sistema se acelerará o frenará de acuerdo a la expresión (2-50). La Figura 5-54 presenta el par aerodinámico y el par del generador, cuyo valor medio sigue la forma de onda del par incidente, compensándolo y permitiendo mantener el control de la velocidad de giro de la turbina eólica, lo que demuestra el buen funcionamiento de los lazos de control de velocidad y corriente del sistema.

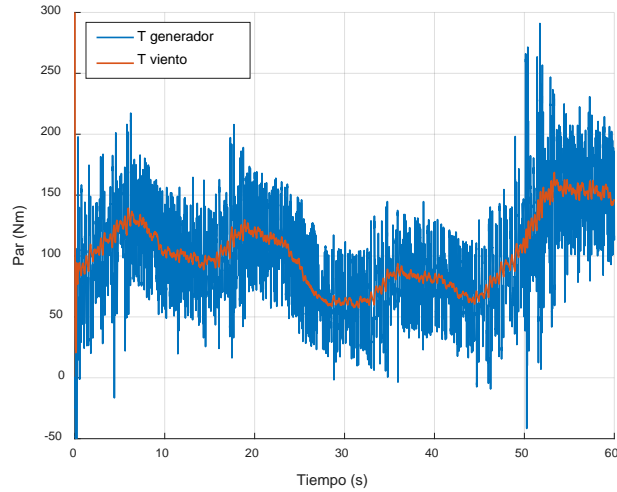


Figura 5-54 Par aerodinámico frente a par electromagnético

Finalmente, en la Figura 5-55 se presentan las formas onda de la FEM en marco de referencia síncrono a partir de las cuales se obtiene la ganancia k del observador, presentada en la Figura 5-56, que permite la estimación de la velocidad de giro del rotor. El sistema propuesto para la obtención de la ganancia k del observador se ha validado presentando una correcta estimación de la velocidad en simulaciones con dinámicas rápidas y lentas, permitiendo en ambos casos llevar a cabo el control de velocidad del sistema de generación de pequeña eólica.

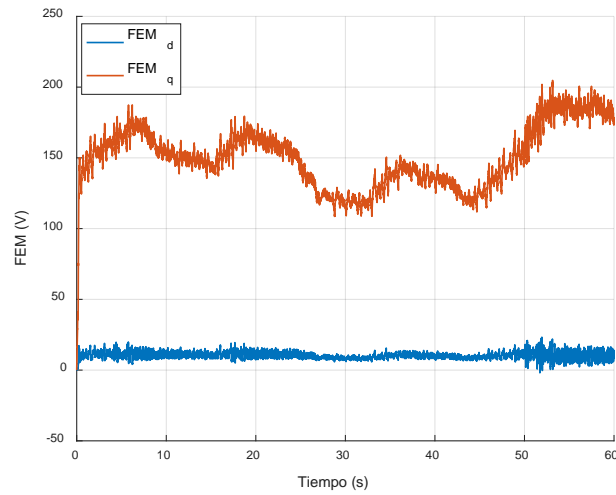


Figura 5-55 FEM estimada en marco de referencia síncrono

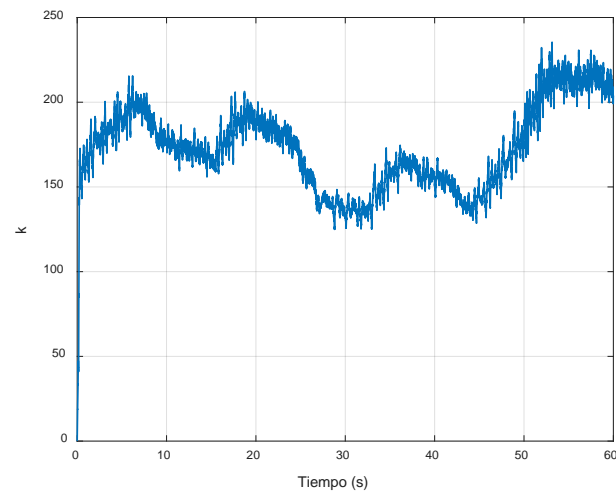


Figura 5-56 Ganancia del observador k

5.3. Simulación de los sistemas del convertidor del lado de la red.

De forma análoga a la validación del rectificador activo, las simulaciones del inversor de conexión a red se hacen con un modelo simplificado en el que el sistema de generación eólica se sustituye por una fuente de corriente. La finalidad del inversor de conexión a red es transferir la potencia generada en el sistema de generación eólica, por lo cual visto desde el inversor, el sistema de generación funciona como una fuente de corriente que inyecta energía en el bus de continua; energía que debe gestionar el inversor para mantener la tensión del bus DC al valor de referencia.

5.3.1. Simulación del control de la tensión del bus de continua basado en lógica borrosa.

La Figura 5-57 presenta el modelo de simulación para la validación del control de la tensión del bus DC basado en lógica borrosa. Dado que el regulador borroso trabaja con magnitudes por unidad la tensión del bus de continua se escala al valor de referencia. A partir de la salida del control del bus de continua generan las corrientes de referencia del inversor. Estas corrientes se controlan mediante un regulador por banda de histéresis.

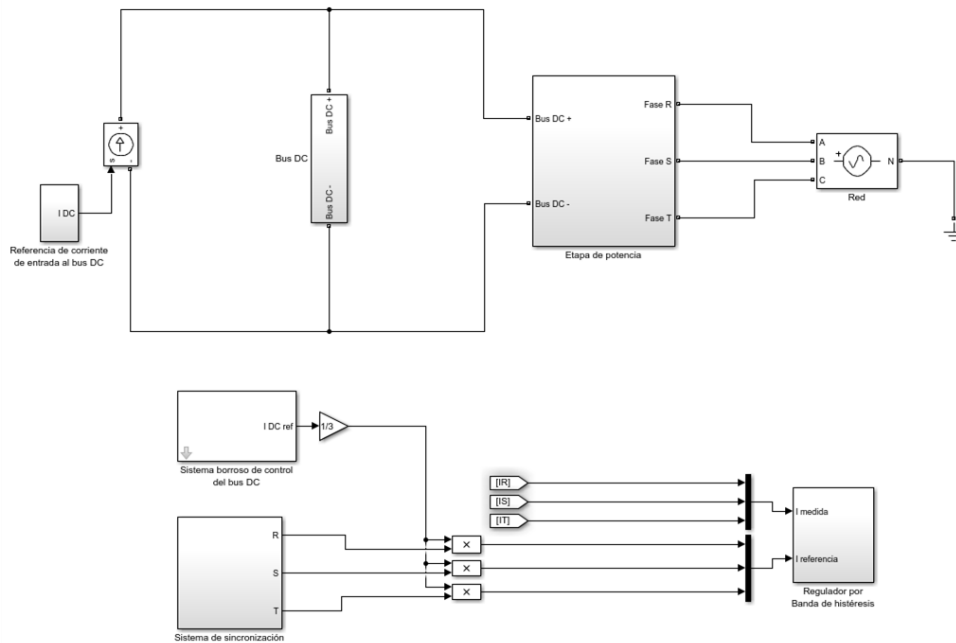


Figura 5-57 Modelo de simulación para validación del control de la tensión del bus DC

Para la validación del sistema borroso para el control de la tensión del bus de continua del inversor de conexión a red se realiza una simulación variando la corriente de entrada al bus, dicha corriente debe ser transferida a la red para mantener la tensión de continua al valor de referencia. La corriente de entrada al bus de continua, generada a partir de la fuente controlada de corriente que sustituye al rectificador activo del sistema de generación, se presenta en la Figura 5-58. La corriente varía en escalones de 5 A cada segundo.

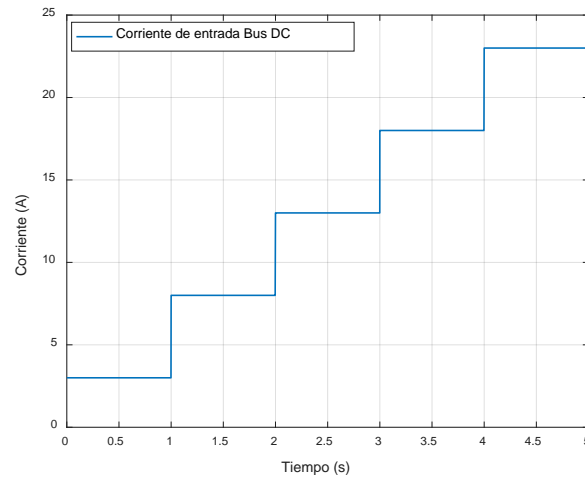


Figura 5-58 Corriente de entrada al bus de continua

Se establece una tensión de referencia del bus de continua de 500 V. La red es un sistema trifásico de tensiones equilibradas con las características presentadas en la Tabla 5-1, las tensiones de red se muestran en la Figura 5-59.

Tabla 5-1 Valores de las tensiones de red

| | V_{As} | V_{Bs} | V_{Cs} |
|------------|----------|----------|----------|
| Tensión | 120.0 V | 120.0 V | 120.0 V |
| Frecuencia | 50 Hz | 50 Hz | 50 Hz |

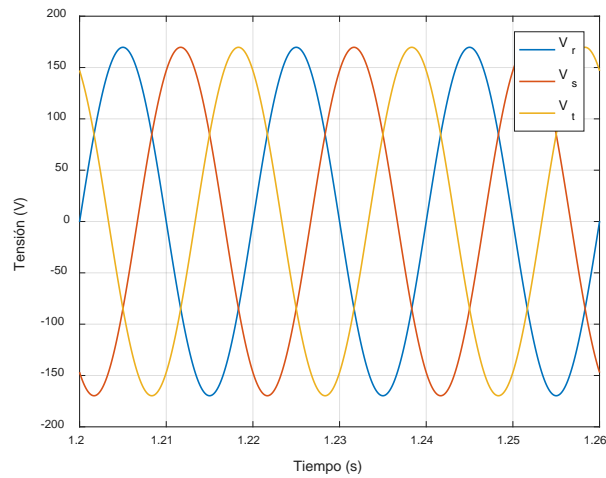


Figura 5-59 Tensiones de red

En la Figura 5-60 se presenta la respuesta del control de tensión del bus DC. El sistema de control borroso genera la señal de referencia de corriente para inyectarse a la red necesaria para mantener el bus al valor de referencia, con cada escalón de corriente de carga, se genera un transitorio en la tensión del bus de continua que se controla mediante la inyección de más corriente.

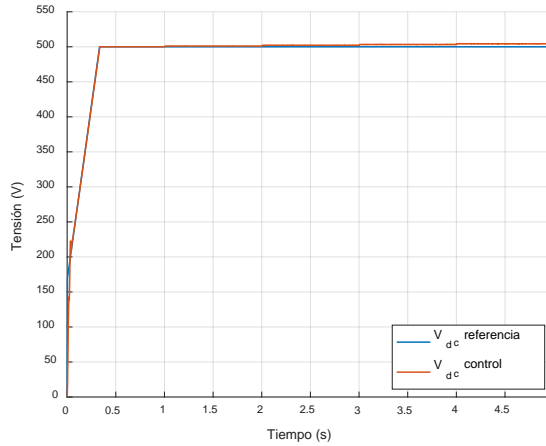


Figura 5-60 Control de la tensión del bus de continua por medio de regulador de lógica borrosa

En el diseño del regulador borroso de la tensión del bus de continua, se buscó un compromiso entre una regulación con buena respuesta dinámica y una acción de control estable. Dada la naturaleza no lineal, los reguladores borrosos pueden presentar un rizado en la acción de control al encontrarse alrededor del punto de operación. El controlador borroso implementado presenta un error de regulación de 4.5 V con una entrada de 23 A constantes al bus de continua, la Figura 5-61 presenta el detalle del error de regulación para cada escalón de corriente de entrada.

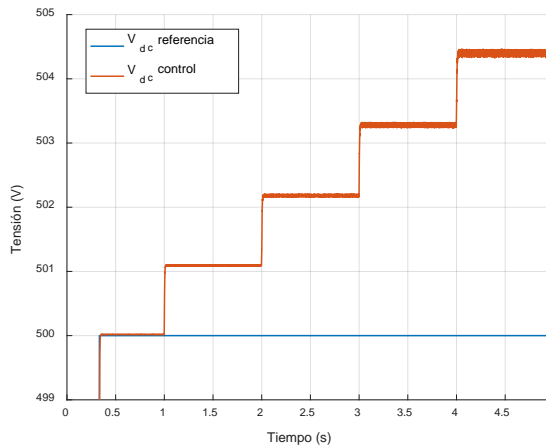


Figura 5-61 Error de regulación de la tensión del bus DC para cada escalón de corriente inyectada

La señal de control del sistema borroso, junto con el sistema de sincronización, permite generar las referencias para las corrientes del inversor, en fase con la componente fundamental de secuencia directa de las tensiones de la red. En la Figura 5-62 se presenta el seguimiento de la corriente de referencia del inversor por la fase R, las corrientes por las fases S y T presentan la misma forma de onda. Se observa el transitorio de corriente al arranque del sistema, una vez alcanzado el régimen permanente con cada escalón de carga la corriente se aumenta para mantener la tensión al valor de referencia.

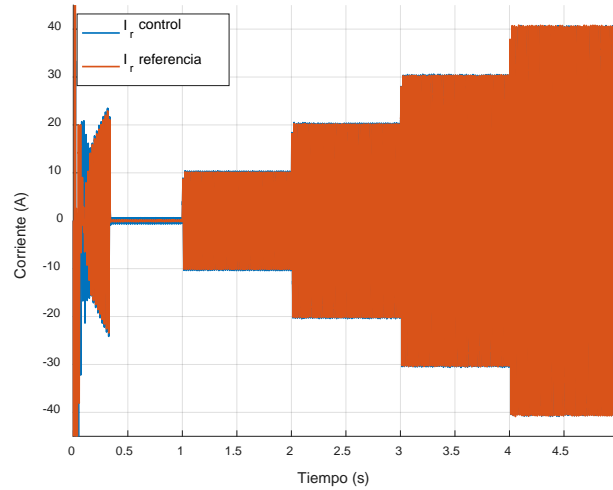


Figura 5-62 Control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red

El detalle del cambio de referencia de la corriente por la fase R frente a un escalón de corriente, de entrada de 8 A a 13 A, se presenta en la Figura 5-63. Como se comentó anteriormente una de las ventajas del control por banda de histéresis es su respuesta dinámica, que puede observarse en el seguimiento de la referencia al cambio en escalón de la corriente de entrada. El regulador sigue la referencia sin sobreoscilación ni pérdida de seguimiento.

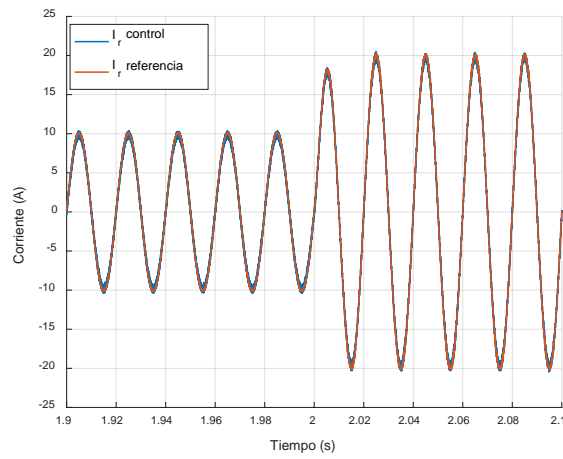


Figura 5-63 Control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red frente a un cambio en escalón de la corriente de entrada al bus de continua

Como se comentó anteriormente, el control de las corrientes del lado de alterna del inversor de conexión a red se realiza mediante un control por banda de histéresis. El detalle del seguimiento de la corriente de referencia mediante el control por banda de histéresis empleado se presenta en la Figura 5-64.

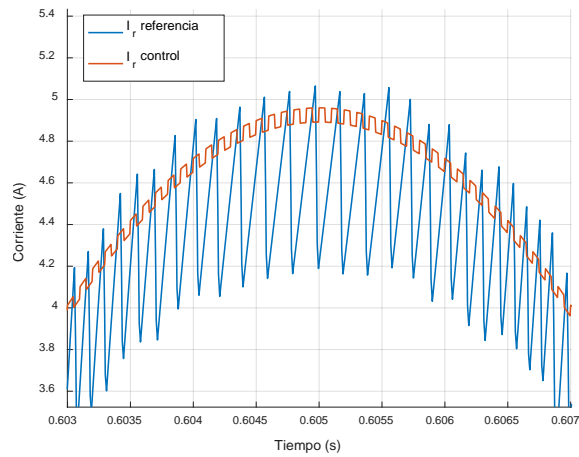


Figura 5-64 Detalle del control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red

5.3.2. Simulación del sistema de compensación.

La validación del sistema de compensación se realiza de forma conjunta con el inversor de conexión a red, el modelo de simulación se presenta en la Figura 5-65.

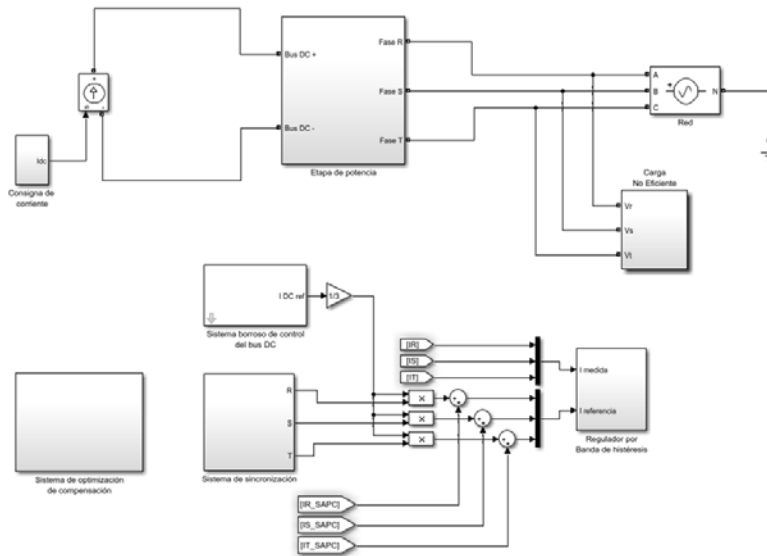


Figura 5-65 Modelo de simulación del sistema de compensación selectiva

La simulación se realiza modelando el rectificador activo del generador como una fuente controlada de corriente, de esta forma la corriente disponible para la compensación de fenómenos ineficientes varía de forma dinámica con los cambios aplicados a la corriente de entrada al bus DC. La Figura 5-66 presenta los escalones de corriente que la fuente controlada inyecta al bus de continua.

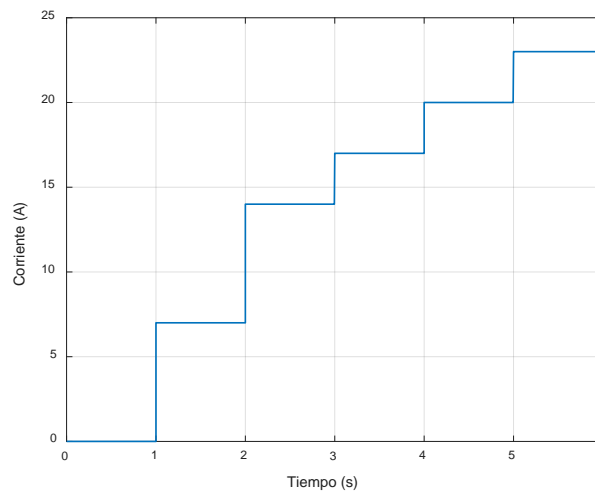


Figura 5-66 Corriente de entrada al bus DC

El control de la tensión del bus DC se presenta en la Figura 5-67, el sistema borroso de control mantiene el control de la tensión durante toda la simulación, con un error máximo del seguimiento de la referencia de 5 V para una corriente inyectada al bus DC de 23 A. La corriente límite de

compensación viene determinada por la corriente de entrada al bus de continua, que debe ser inyectada a la red en forma de corriente activa, por lo cual, con cada escalón de corriente en el bus DC la referencia de corriente activa varía cambiando el límite de la corriente disponible para la compensación de corrientes ineficientes.

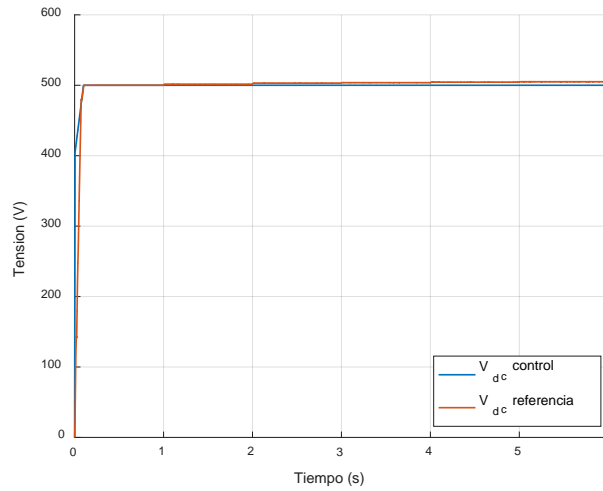


Figura 5-67 Control de la tensión del bus DC

Los valores de la tensión de red son los presentados en la Tabla 5-1. En el pcc se conecta la carga de la Figura 5-68 que consume las corrientes que se muestran en la Figura 5-69. Dicha carga consume corrientes no equilibradas, no lineales y desfasadas respecto a la tensión.

Tabla 5-2 Valores de la carga utilizada para la validación del sistema de compensación selectiva

| | <i>R</i> | <i>S</i> | <i>T</i> |
|-----------------------------------|---------------|--------------|----------------|
| <i>Carga lineal</i> | 22 Ω 18 mH | 35 Ω 6 mH | 350 Ω 12 mH |
| <i>Carga no lineal monofásica</i> | 60 Ω 6 mH | 44 Ω 6 mH | 32 Ω 3 mH |
| <i>Carga no lineal trifásica</i> | 32 Ω 15 mH | | |

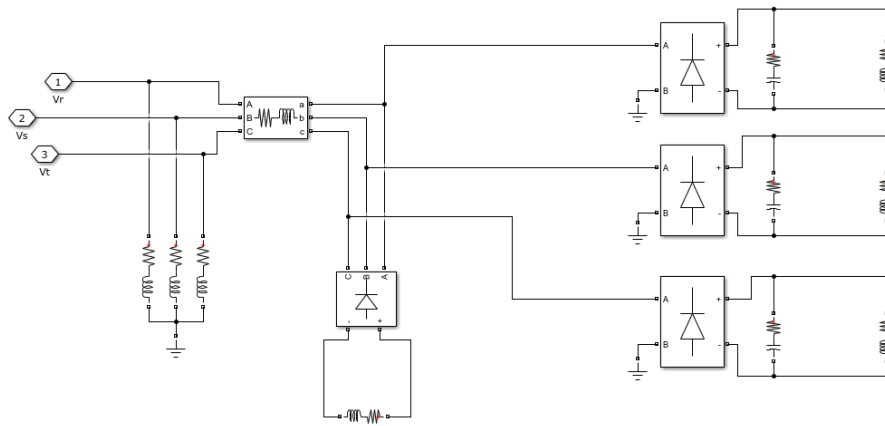


Figura 5-68 Carga para validación del sistema de compensación selectivo

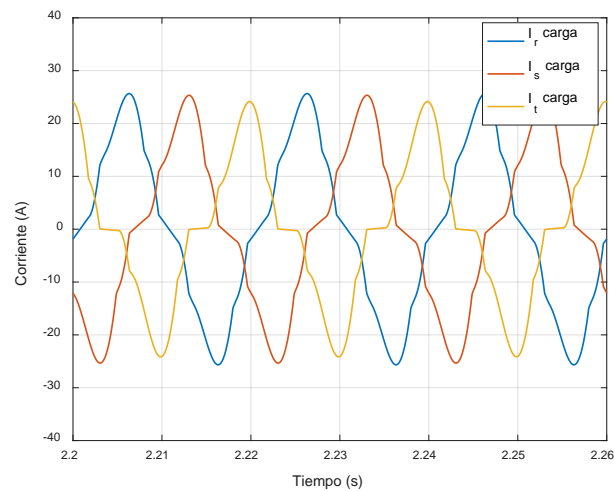


Figura 5-69 Corrientes de carga

A partir del método de sincronización a la red se realiza la descomposición de las corrientes de carga y se extraen las corrientes ineficientes presentes en el pcc, estas corrientes son las que deben ser inyectadas por el inversor de conexión para la compensación global, o bien una combinación de ellas con una ganancia aplicada para cumplir con la limitación de corriente. Las corrientes ineficientes de la carga se presentan en la Figura 5-70.

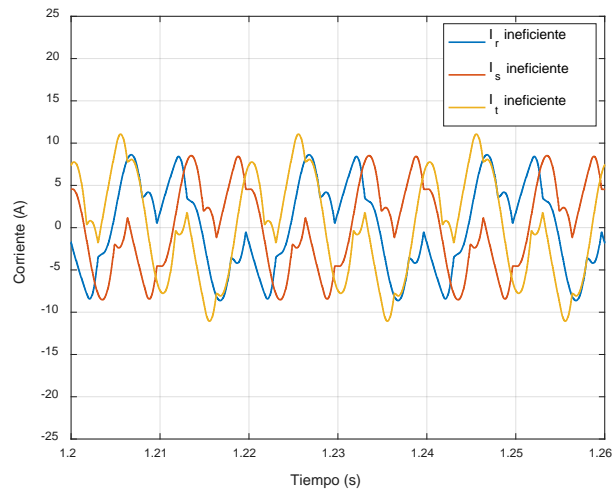


Figura 5-70 Corrientes ineficientes de la carga

A partir de las definiciones de la potencia eléctrica del estándar IEEE Std. 1459, se determinan las potencias de la Figura 5-71. Estas potencias corresponden a la potencia aparente efectiva; potencia activa fundamental de secuencia directa; potencia aparente efectiva no fundamental; potencia reactiva fundamental de secuencia directa y potencia de desequilibrios de corriente. Idealmente, en una compensación global, las tres últimas potencias serán cero y las potencias aparente efectiva y activa fundamental de secuencia directa serán iguales.

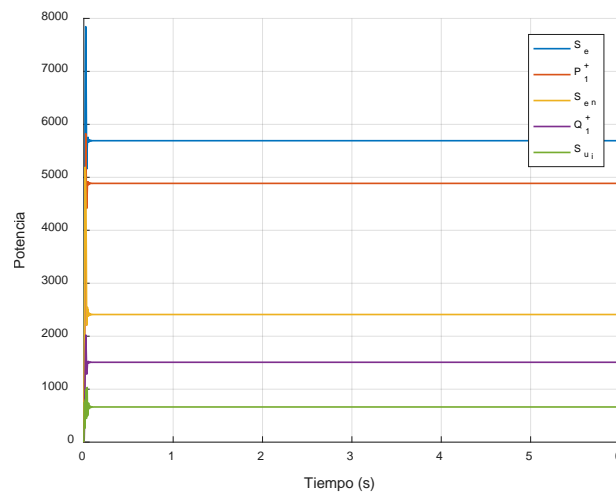


Figura 5-71 Potencias de la carga

Tabla 5-3 Potencias de la red sin compensación

| | | | |
|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| $S_e = 5690.87 \text{ va}$ | | | |
| $S_{e1} = 5155.37 \text{ va}$ | | $S_{eN} = 2410 \text{ va}$ | |
| $S_1^+ = 5112.46 \text{ va}$ | | $S_{L1} = 663.8 \text{ va}$ | |
| $P_1^+ = 4885 \text{ W}$ | $Q_1^+ = 1508 \text{ var}$ | $D_{eV} = 0 \text{ va}$ | $D_{eI} = 2410 \text{ va}$ |
| | | $THD_{eV} = 0.0 \%$ | $THD_{eI} = 44.59 \%$ |

La prioridad del inversor de conexión a red es la inyección de la energía generada por el sistema de generación de minieólica, a la referencia de corriente de control del bus DC se suma la corriente de referencia de compensación cuya amplitud viene determinada por la propia corriente de referencia de control del bus DC. En la Figura 5-72 se presenta el control de corriente por la fase R del inversor de conexión a red, la forma de onda mostrada contiene la referencia de corriente de control del bus DC y de compensación; como se puede observar la corriente aumenta conforme se presentan los escalones de corriente de entrada al bus de continua. A continuación se presenta el detalle de los distintos casos de compensación derivados de esta simulación.

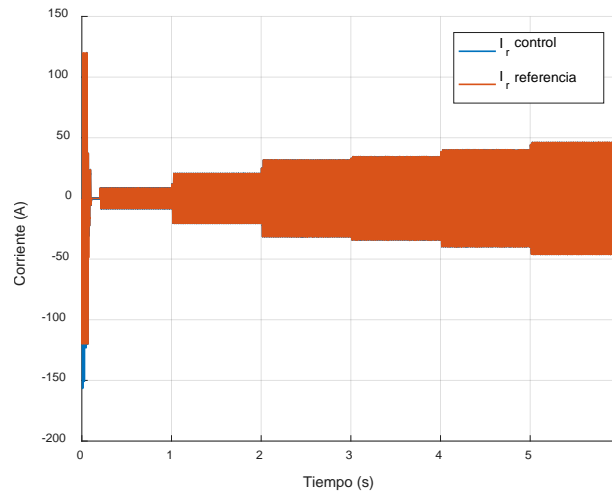


Figura 5-72 Control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red

A lo largo de la prueba, a medida que la corriente de referencia de control del bus DC aumenta, la ganancia aplicada a las corrientes de compensación de fenómenos ineficientes es recalculada y ajustada en caso de ser necesario. Durante el análisis de los resultados se presentan los valores de las ganancias aplicadas a las componentes ineficientes de la corriente de carga para su compensación de acuerdo a la corriente disponible en el convertidor de conexión a red.

Durante los dos primeros segundos de la simulación, la corriente disponible en el convertidor permite realizar una compensación global de las corrientes ineficientes demandadas por la carga. A

partir del segundo 2 de simulación y hasta el segundo 4, la corriente límite permite una compensación selectiva, por lo que las ganancias se recalculan. Finalmente, durante los últimos dos segundos de la simulación el convertidor emplea toda la capacidad disponible para la inyección de energía activa a la red.

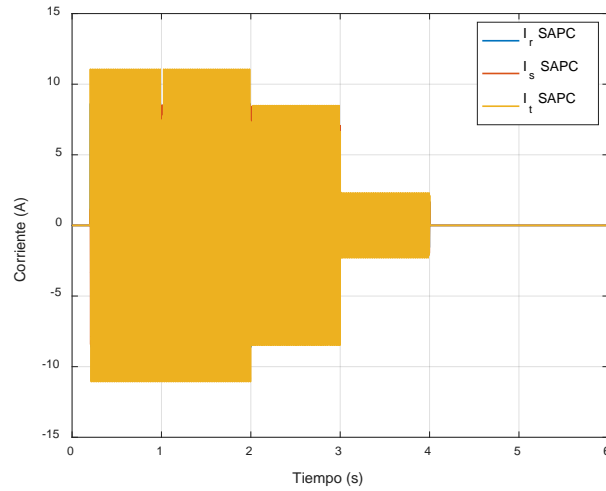


Figura 5-73 Corrientes de referencia de compensación de fenómenos ineficientes

Las ganancias que se aplican directamente a las corrientes de referencia de compensación de fenómenos ineficientes, que se muestran en la Figura 5-73, son recalculadas al detectarse un cambio en la corriente límite disponible para la compensación. Las corrientes de la Figura 5-73 representan únicamente las corrientes de referencia de compensación de ineficiencias, la corriente de referencia de control es la suma de las referencias mostradas y la referencia de corriente de control del bus DC. A medida que la corriente inyectada por el inversor de conexión a red varía, la corriente suministrada por la red cambia. La Figura 5-74 muestra las corrientes de red durante toda la simulación.

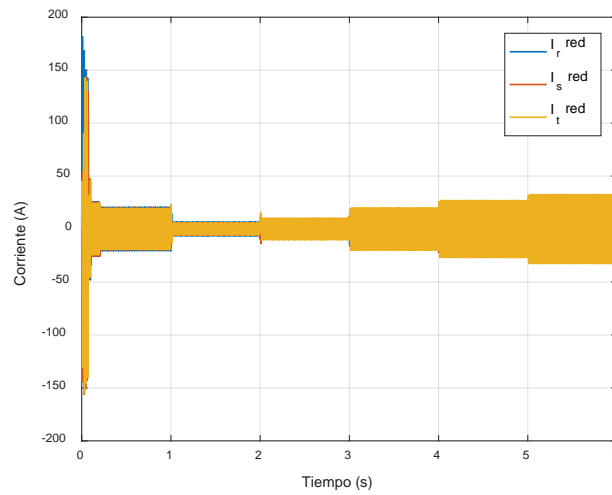


Figura 5-74 Corrientes de red

Como se puede observar, a medida que la corriente activa inyectada por el inversor aumenta, la componente fundamental de la corriente de red disminuye. A partir del segundo 2 de simulación la corriente de red vuelve a aumentar, pero en este caso es la componente fundamental de la corriente inyectada la que aumenta.

Al inicio de la simulación, el sistema borroso de control del bus de continua se encarga de realizar la carga del bus, durante este periodo el sistema de cálculo de la compensación se encuentra desactivado ya que las potencias no son estables. Una vez el sistema ha alcanzado el régimen permanente, se calculan las ganancias que serán aplicadas a las corrientes ineficientes. Dado que la corriente de entrada al bus de continua es cero entre $t = 0$ y $t = 1$, la compensación global es posible y $k_a = k_d = k_h = 1$. La Tabla 5-3 presenta las potencias presentes en el pcc antes de iniciarse la compensación de fenómenos ineficientes, en $t = 0$.

En la Figura 5-75 se presentan las corrientes de referencia de compensación, dado que la compensación global es posible estas corrientes son iguales a las mostradas en la Figura 5-70.

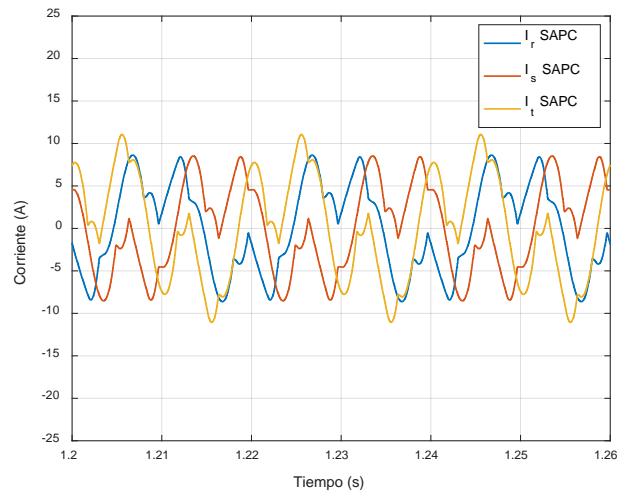


Figura 5-75 Detalle de las corrientes de referencia de compensación global de fenómenos ineficientes entre los segundos 0 y 2

Durante el rango de tiempo entre $t = 0$ y $t = 1$ la corriente de entrada al bus de continua es cero, por lo tanto en este periodo toda la corriente de referencia es la corriente de compensación. En la Figura 5-76 se presenta el detalle de la corriente del inversor de conexión a red en la transición entre corriente de referencia cero y la compensación global de ineficiencias.

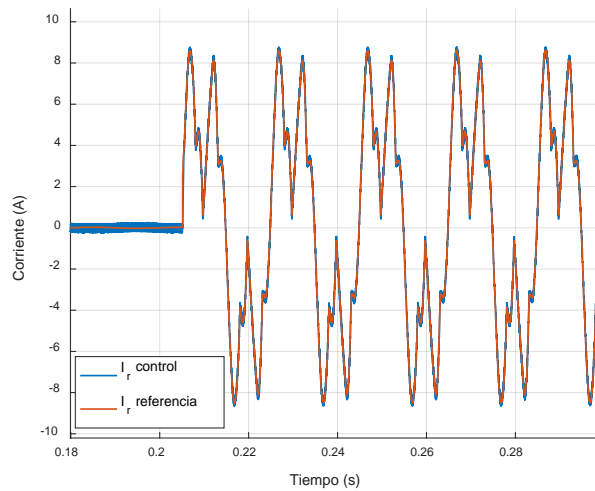


Figura 5-76 Detalle de transición de referencia de corriente cero a compensación global de fenómenos ineficientes entre los segundos 0 y 1

La inyección de las corrientes del inversor en el pcc generan que las corrientes de la red sean las mostradas en la Figura 5-77. La Tabla 5-4 presenta los valores de las potencias en el caso de inyección cero de corriente activa y compensación global.

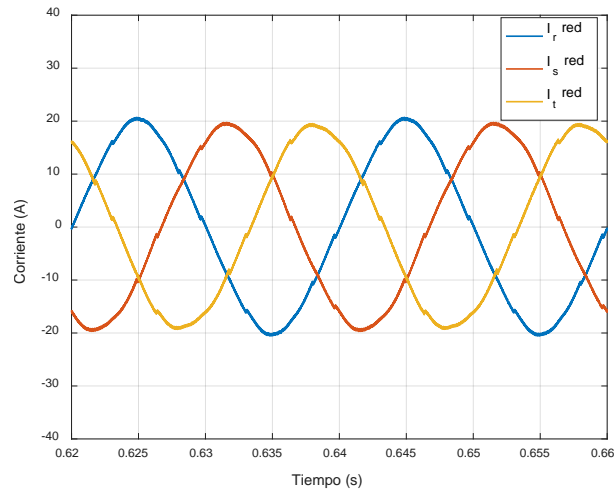


Figura 5-77 Detalle de las corrientes de red durante la compensación global de fenómenos ineficientes entre los segundos 0 y 1

Tabla 5-4 Potencias de la red después de la compensación global

| | | | |
|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| $S_c = 4903.2$ va | | | |
| $S_{e1} = 4895.95$ va | | $S_{eN} = 266.4$ va | |
| $S_{1^+} = 4895$ va | | $D_{eV} = 0$ va | $D_{eI} = 266.4$ va |
| $P_{1^+} = 4895$ W | $Q_{1^+} = 3.16$ var | $S_{L1} = 96.94$ va | |
| | | $THD_{eV} = 0.0$ % | $THD_{Iav} = 3.04$ % |

A partir de la información presentada en la Tabla 5-4 se puede comprobar que la compensación global se realiza correctamente, haciendo que la potencia aparente efectiva se iguale a la potencia activa fundamental de secuencia directa.

A partir de $t = 1$ la fuente controlada de corriente, que modela el lado del sistema de generación de minieólica, comienza a inyectar 7 A constantes. Esta corriente debe ser gestionada por el inversor para mantener la tensión del bus controlada. Entre $t = 1$ y $t = 2$ el régimen de operación corresponde a una inyección de corriente activa y compensación selectiva. Dado que la compensación global no es posible, las ganancias recalculadas son: $k_a = 0.96$, $k_d = 0.98$ y $k_h = 0.88$.

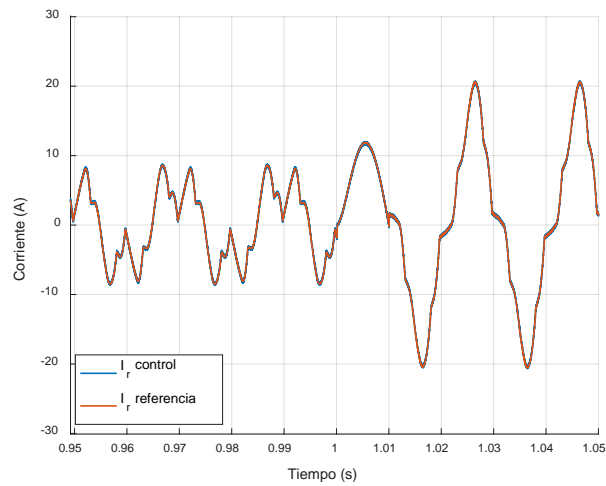


Figura 5-78 Detalle del control de corriente en la transición de compensación global de fenómenos ineficientes a inyección de corriente activa y compensación selectiva entre los segundos 1 y 2

La Figura 5-78 muestra el control de corriente de la fase R del inversor, durante la transición entre compensación global únicamente e inyección de corriente activa con compensación selectiva; durante la transición el algoritmo de optimización recalcula las ganancias y desactiva la salida, por lo tanto durante un periodo de tiempo de medio ciclo se inyecta corriente fundamental únicamente. La Figura 5-79 presenta las corrientes de la red para el caso de compensación global con inyección de corriente selectiva en el pcc. Como puede observarse una vez que el inversor comienza a inyectar corriente activa, la amplitud de la corriente fundamental de la red disminuye a una cuarta parte.

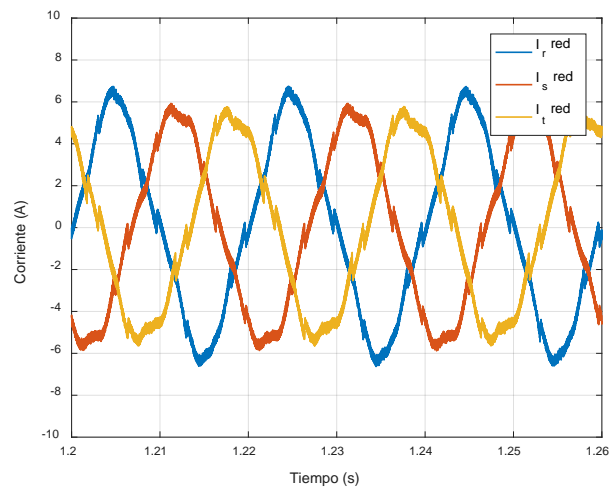


Figura 5-79 Detalle de las corrientes de red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva

La información presentada en la Tabla 5-5 muestra que la compensación selectiva se realiza de forma correcta; mientras que la inyección de corriente activa hace que la potencia aparente efectiva y la potencia activa fundamental de secuencia directa disminuyan, pues parte de la potencia activa la genera el sistema minieólico.

Tabla 5-5 Potencias de la red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva de las ineficiencias

| | | | | |
|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| $S_e = 1410.78 \text{ va}$ | | | | |
| $S_{e1} = 1385.39 \text{ va}$ | | | $S_{eN} = 266.4 \text{ va}$ | |
| $S_{1^+} = 1382 \text{ va}$ | | $S_{U1} = 96.94 \text{ va}$ | $D_{eV} = 0 \text{ va}$ | $D_{eI} = 266.4 \text{ va}$ |
| $P_{1^+} = 1382 \text{ W}$ | $Q_{1^+} = 3.16 \text{ var}$ | | $THD_{eV} = 0.0 \%$ | $THD_{IAV} = 10.95 \%$ |

Durante el periodo comprendido entre $t=2$ y $t=3$, la fuente controlada aumenta la corriente inyectada a 14 A , con lo cual el algoritmo debe recalculer las ganancias de compensación para realizar una compensación selectiva aprovechando la corriente disponible. Para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva en el periodo mencionado, las ganancias de compensación son: $k_a = 0.4671$, $k_d = 0.7654$ y $k_h = 0.8532$. Las corrientes de referencia de compensación, una vez aplicadas las respectivas ganancias, se muestran en la Figura 5-80.

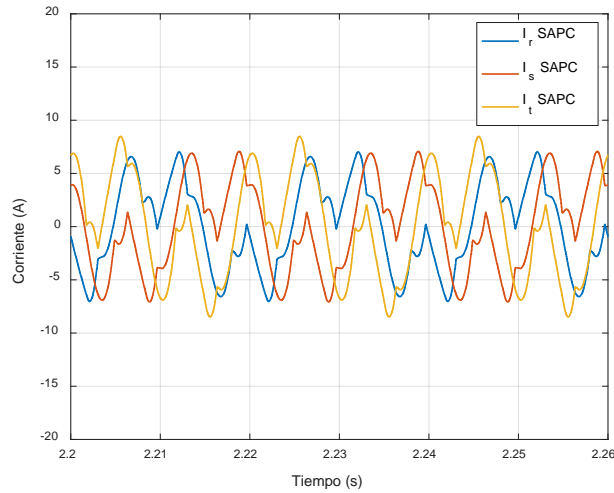


Figura 5-80 Detalle de las corrientes de referencia de compensación selectiva de fenómenos ineficientes entre los segundos 2 y 3

La transición de la corriente de referencia, y el control en la fase R del inversor, de un estado de inyección de corriente activa y compensación selectiva al siguiente, donde se reduce la corriente de compensación de ineficiencias, se muestra en la Figura 5-81.

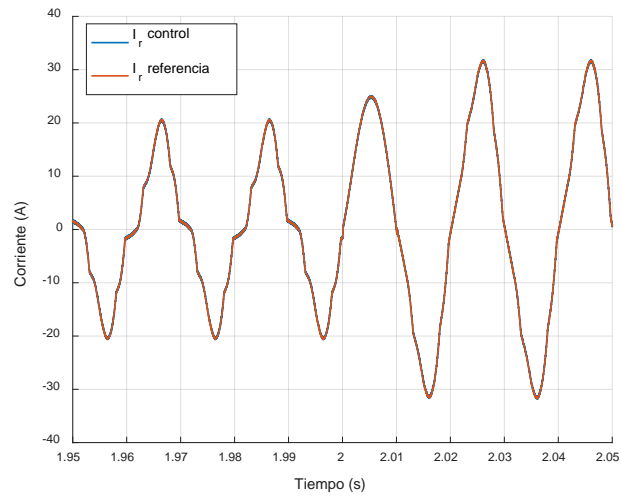


Figura 5-81 Detalle del control de corriente por la fase R en la transición de inyección de corriente activa y compensación selectiva de fenómenos ineficientes entre los segundos 2 y 3

Las corrientes de la red, al no darse el caso de compensación global, presentan desequilibrios y características no lineales como se puede observar en la Figura 5-82.

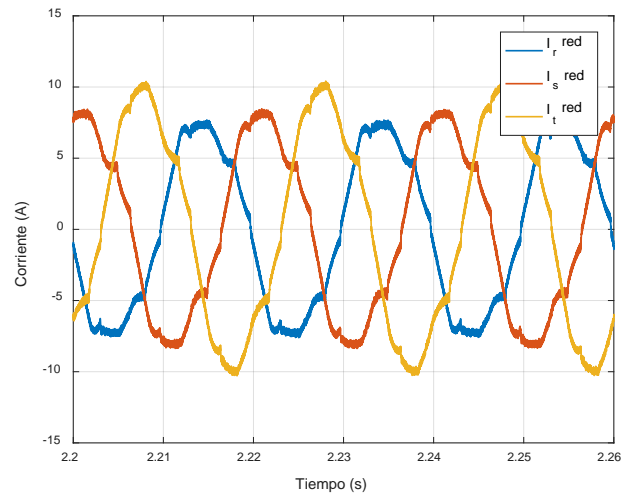


Figura 5-82 Detalle de las corrientes de red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva entre $t=2$ y $t=3$

La Tabla 5-6 presenta las potencias de la red para el caso de compensación selectiva e inyección de corriente activa presentado.

Tabla 5-6 Potencias de la red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva de fenómenos ineficientes

| | | | |
|------------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|
| $S_e = 2248.87$ va | | | |
| $S_{e1} = 2207$ va | | $S_{eN} = 431.9$ va | |
| $S_{1^+} = 2175.45$ va | | $D_{eV} = 0$ va | $D_{eI} = 431.9$ va |
| $P_{1^+} = 2146$ W | $Q_{1^+} = 356.8$ var | $S_{UI} = 371.9$ va | |
| | | $THD_{eV} = 0.0$ % | $THD_{IAV} = 11.3$ % |

Como puede observarse al comparar la Tabla 5-6 y la Tabla 5-5, el aumento en la corriente activa inyectada provoca un aumento en la potencia aparente efectiva, cuando el inversor inyecta más corriente activa que la demandada por la carga el restante circula hacia la red generando un aumento en la potencia aparente efectiva; dado que las potencias se calculan a partir de valores cuadráticos la absorción de potencia activa no se presenta como potencia negativa.

A partir de $t = 3$ y hasta $t = 4$, con un aumento de la corriente de entrada al bus de continua a los 17 A, la corriente límite disminuye por lo que el recálculo de las ganancias de compensación arroja los siguientes valores: $k_a = 0.0$, $k_d = 0.0395$ y $k_h = 0.3308$. Una vez aplicadas las ganancias, las corrientes de referencia de compensación son las presentadas en la Figura 5-83.

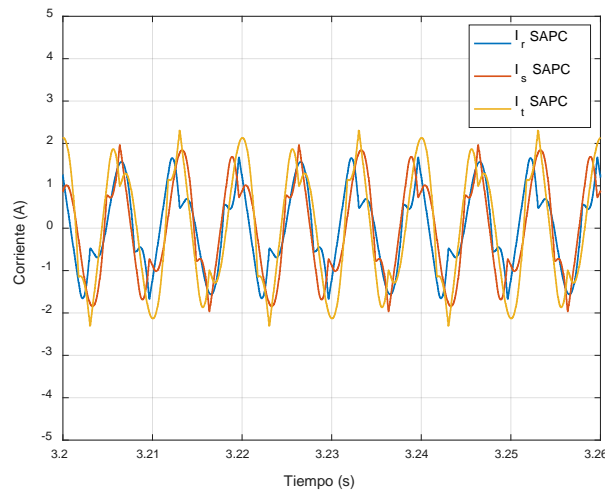


Figura 5-83 Detalle de las corrientes de referencia de compensación selectiva de fenómenos ineficientes entre los segundos 3 y 4

Las corrientes de compensación sumadas a las corrientes de control del bus DC generan las referencias del control de las corrientes del inversor de conexión a red, el control de la corriente por la fase R durante la transición del escalón de corriente de entrada al bus de continua se presenta en la Figura 5-84. Como puede observarse al reducirse la corriente límite, la aportación de las corrientes de compensación es mínima y las corrientes del inversor son prácticamente senoidales.

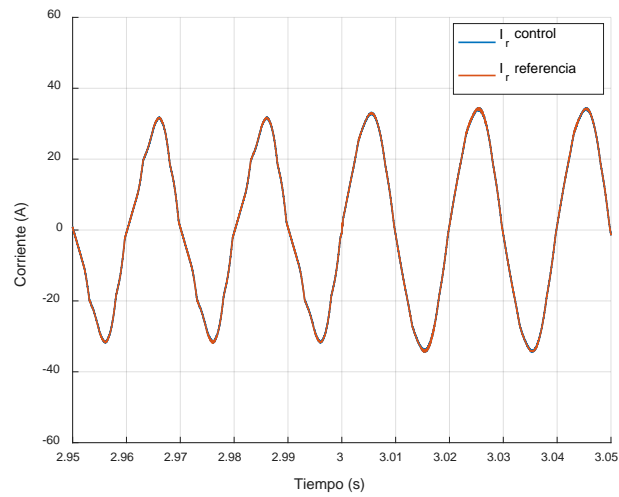


Figura 5-84 Detalle del control de corriente en la transición de compensación global de fenómenos ineficientes a inyección de corriente activa y compensación global entre los segundos 3 y 4

Las corrientes de la red en el pcc, que se muestran en la Figura 5-85, presentan características no lineales, desequilibrios y desfase puesto que las ganancias de compensación son pequeñas.

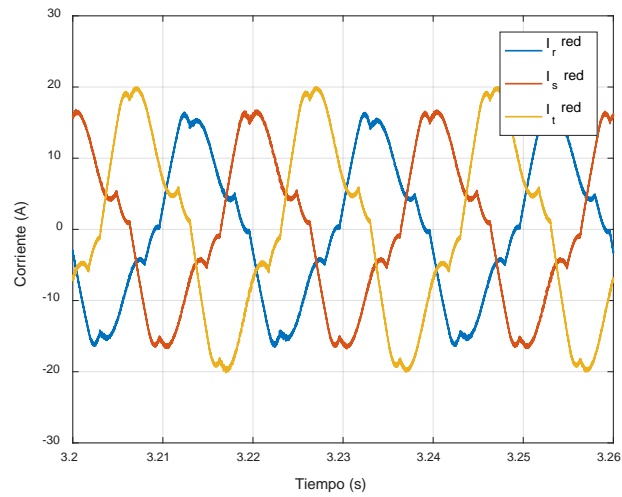


Figura 5-85 Detalle de las corrientes de red para el caso de inyección de corriente activa y compensación selectiva entre $t=3$ y $t=4$

Las potencias de la red para el caso de compensación selectiva e inyección de energía activa a la red comprendido de $t = 3$ a $t = 4$ se presentan en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7 Potencias de la red para el caso de inyección de energía activa y compensación selectiva durante el periodo de $t=3$ a $t=4$

| | | | | |
|------------------------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------------|
| $S_e = 4310.65$ va | | | | |
| $S_{e1} = 3997.49$ va | | | $S_{eN} = 1613$ va | |
| $S_{1^+} = 3941.26$ va | | $S_{U1} = 668.1$ va | $D_{eV} = 0$ va | $D_{eI} = 1613$ va |
| $P_{1^+} = 3668$ W | $Q_{1^+} = 1442$ var | | $THD_{eV} = 0.0$ % | $THD_{IAV} = 21.39$ % |

Finalmente, durante $t = 5$ y hasta el final de la simulación en $t = 6$, el inversor inyecta únicamente corriente activa hacia la red. El detalle de la transición del control de corriente, por la fase R, del estado de inyección y compensación selectiva se presenta en la Figura 5-86.

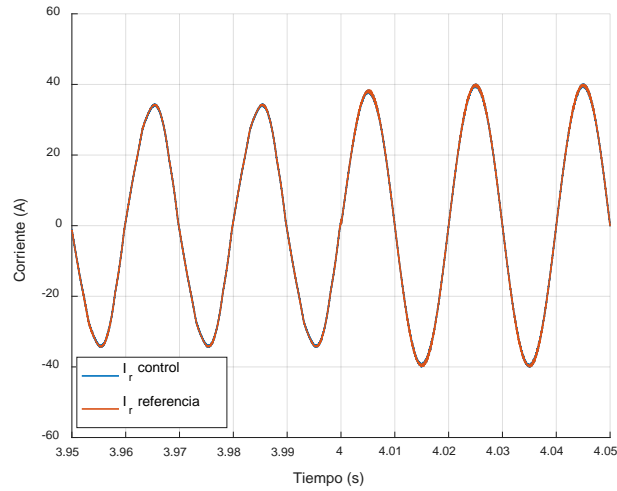


Figura 5-86 Detalle del control de corriente en la transición de inyección de corriente activa y compensación global a inyección de corriente activa únicamente entre los segundos 4 y 5

Como puede observarse, al darse el escalón de corriente de entrada al bus de continua, el algoritmo recalcula la ganancia y determina que no es posible realizar la compensación haciendo $k_a = k_d = k_h = 0$; con lo cual la forma de onda de la corriente del inversor es puramente senoidal.

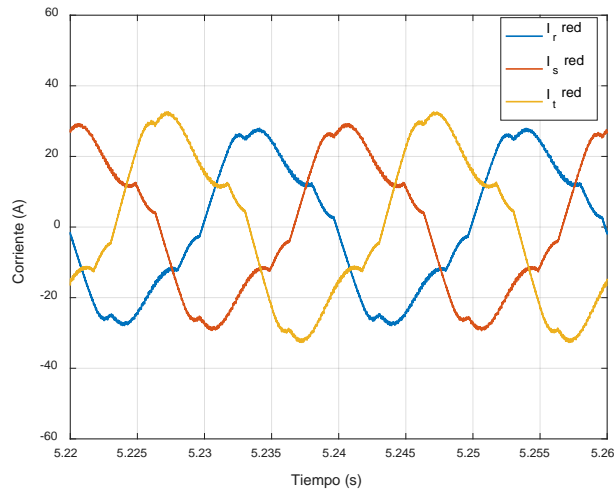


Figura 5-87 Detalle de las corrientes de red durante la inyección de corriente activa sin compensación de fenómenos ineficientes entre los segundos 5 y 6

La Figura 5-87 muestra la corriente de la red que genera las ineficiencias demandadas por la carga, mientras su componente fundamental se encuentra en contrafase de las tensiones al ser corriente activa absorbida por la red.

En la Figura 5-88 se presenta la progresión de las potencias de la red. Puede observarse que al finalizar la simulación las corrientes ineficientes retornan a su valor inicial, mientras las potencias activa fundamental y aparente efectiva presentan magnitudes mayores a las originales.

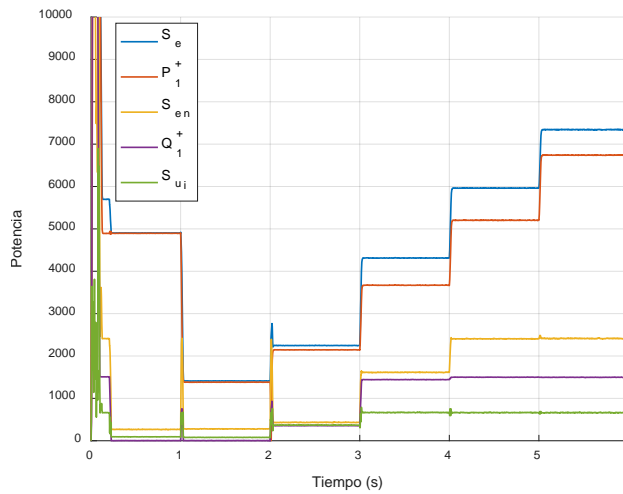


Figura 5-88 Potencias de la red

A partir de la Figura 5-89 y la Figura 5-90, puede observarse que la distorsión armónica en el pcc se ve reducida durante toda la simulación.

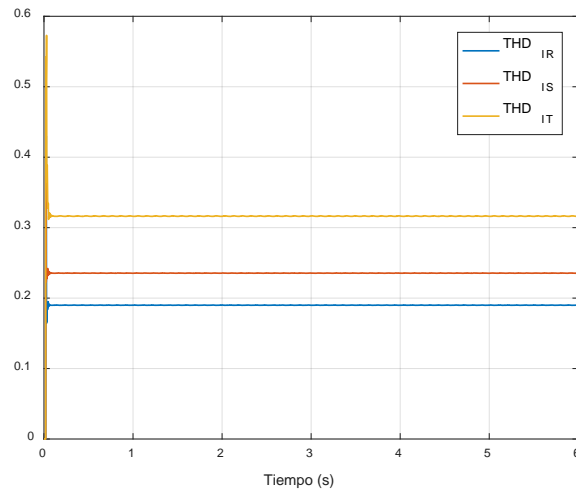


Figura 5-89 THD_i de la carga

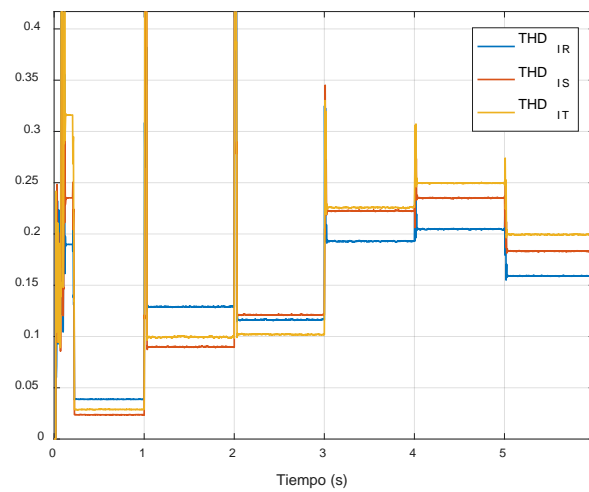


Figura 5-90 THD_i de la red

El sistema propuesto de compensación de fenómenos ineficientes, a partir de la potencia aparente no aprovechada para la inyección de potencia activa de un inversor de conexión a red, ha sido validado; se ha comprobado que se cuenta con una correcta estimación de las corrientes que generan las ineficiencias en el sistema y que el algoritmo de optimización es capaz de generar las ganancias de compensación que permitan maximizar el aprovechamiento de la potencia del convertidor electrónico.

5.4. Simulación del sistema completo.

Finalmente, se realiza la simulación del sistema completo, conectando el sistema de generación eólico al convertidor bidireccional *back-to-back*, en este modelo no se hace ninguna simplificación en las etapas de potencia, por lo cual el balance energético depende totalmente de las estrategias de control propuestas. La validación del sistema completo se realiza en dos etapas: la primera es la validación del convertidor *back-to-back* como interfaz de conexión de un sistema de generación de pequeña eólica a la red eléctrica, transfiriendo la energía generada a la red. La segunda será la validación del convertidor electrónico junto con el sistema de compensación de ineficiencias visto en la sección anterior.

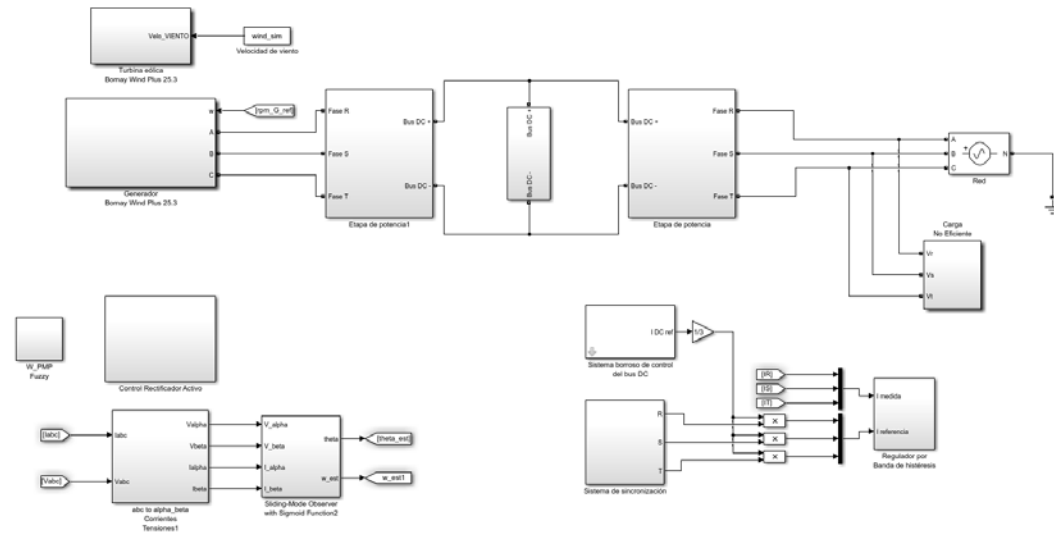


Figura 5-91 Modelo de simulación del sistema propuesto

El modelo de la Figura 5-91 presenta el sistema completo utilizado para la simulación del convertidor bidireccional *back-to-back*. La prueba se realiza para comprobar que el sistema propuesto es capaz de gestionar la transferencia de energía para inyectar la energía generada a la red, mientras se mantiene el control de velocidad del sistema de generación eólica y se mantiene la tensión del bus de continua.

El perfil de viento utilizado para la prueba se presenta en la Figura 5-92, y es el mismo que fue utilizado para validar el algoritmo de búsqueda del PMP. Se hace uso del mismo perfil de viento ya que, en primer lugar, representa un perfil de viento cercano a la realidad, y porque se ha comprobado que los sistemas de control del rectificador activo presentan un correcto desempeño haciendo posible contrastar los resultados.

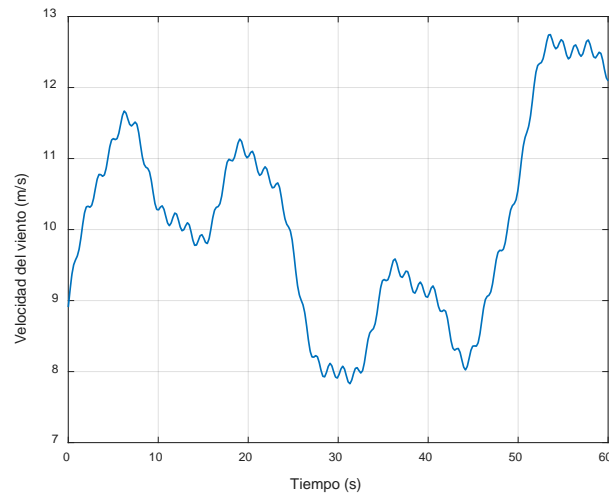


Figura 5-92 Perfil de viento para validación del convertidor back-to-back

La potencia desarrollada por el sistema de generación de pequeña eólica, a partir de la referencia de velocidad generada por el algoritmo borroso de búsqueda del PMP, se presenta en la Figura 5-93, junto con la potencia disponible en el viento en cada instante para el perfil de viento aplicado.

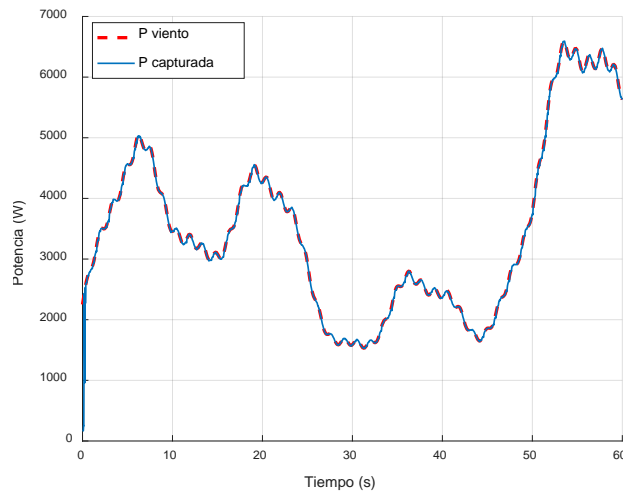


Figura 5-93 Potencia mecánica desarrollada frente a la potencia disponible en el viento

La respuesta del sistema de generación, vuelve a validarse en el funcionamiento del convertidor electrónico bidireccional con topología *back-to-back*, manteniendo el aprovechamiento de la potencia disponible en el óptimo para el perfil de viento aplicado. El correcto seguimiento del PMP se debe al algoritmo de búsqueda del PMP y al control de corriente en el marco de referencia síncrono, presentado en la Figura 5-94.

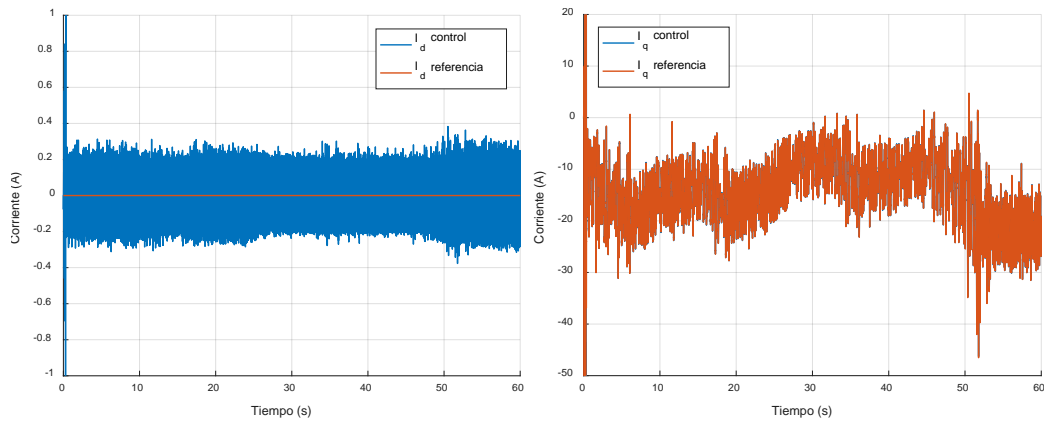


Figura 5-94 Control de corriente en marco de referencia síncrono del rectificador activo

El sistema de control mantiene la velocidad de giro controlada mediante la correcta compensación del par aerodinámico generado por el viento incidente en la turbina eólica. El par electromagnético desarrollado por el GSIP compensa el par incidente, de acuerdo a la Figura 5-95.

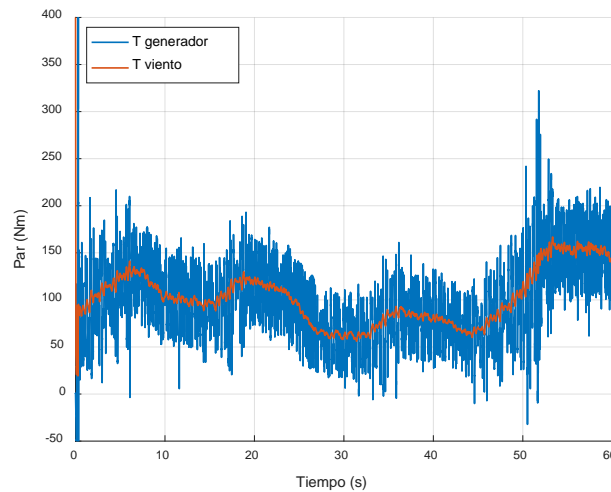


Figura 5-95 Par del generador frente al par aerodinámico

Al observarse las respuestas obtenidas de las señales de control se comprueba que el sistema del rectificador activo, que había sido validado anteriormente, mantiene un desempeño correcto en la extracción de la máxima potencia disponible y el control de corriente en marco de referencia síncrono, mientras funciona en conjunto con el inversor de conexión a red.

La corriente que el rectificador activo inyecta al bus de continua se presenta en la Figura 5-96. Esta corriente debe ser gestionada por el inversor de conexión a red para mantener la tensión del bus de

continua estable en el valor de referencia. Cabe recordar que el funcionamiento del inversor ha sido anteriormente validado para corrientes constantes con cambio en escalón únicamente.

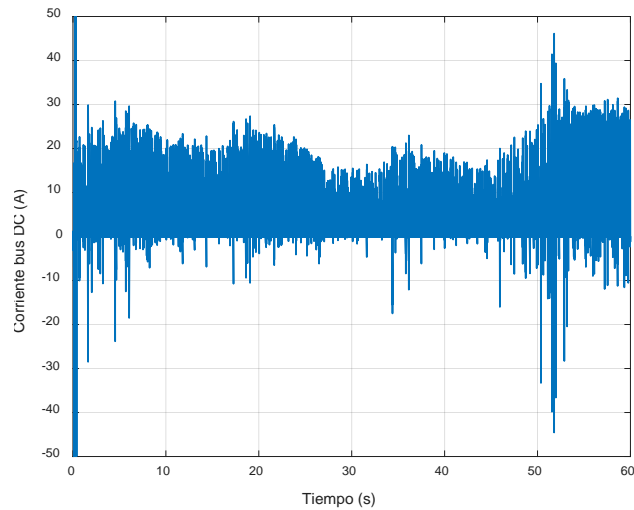


Figura 5-96 Corriente del bus DC

El sistema borroso de control de la tensión del bus de continua ha sido seleccionado dada su naturaleza de controlador no lineal, ayudando a mantener una respuesta correcta ante las corrientes inyectadas desde el rectificador activo a partir de un sistema de generación eólica que es un sistema no lineal. La Figura 5-97 presenta la tensión del bus de continua durante la simulación del convertidor bidireccional.

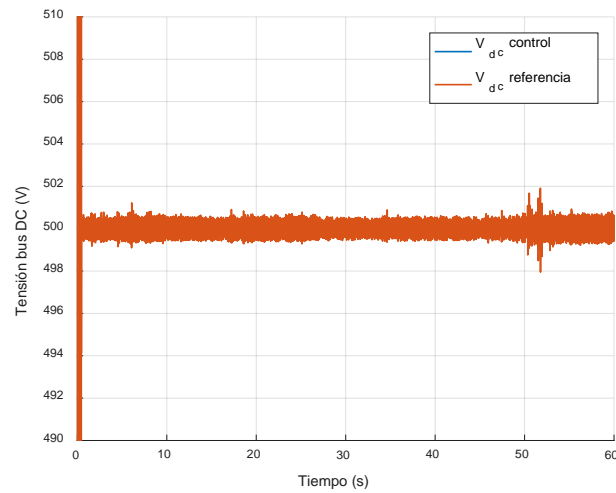


Figura 5-97 Control de la tensión del bus de continua

Después del transitorio de arranque del sistema de generación de pequeña eólica, para el cual no se ha diseñado una lógica de control (pero que se evitará mediante una precarga en rampa), la tensión del bus de continua se mantiene en la referencia de control de 500 V. Presentando un máximo rizado de 2 V de pico correspondiente a la corriente máxima del bus de continua de ± 40 A entre el segundo 50 y el segundo 55.

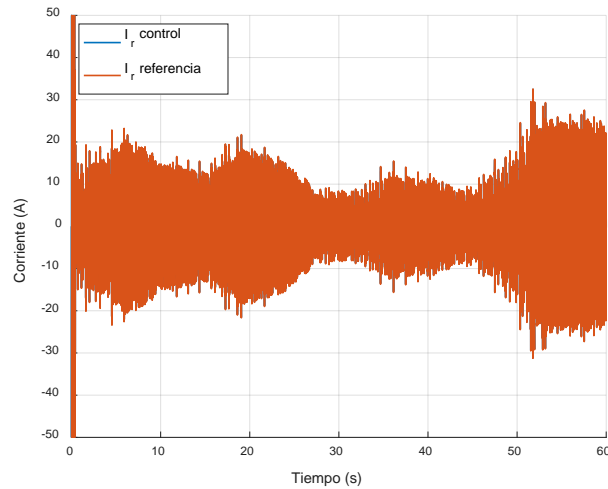


Figura 5-98 Corriente de la fase R del inversor de conexión a red

El control de la tensión del bus de continua se realiza mediante la inyección de corriente activa a la red. La Figura 5-98 presenta la corriente de la fase R del inversor de conexión a red. La corriente inyectada se encuentra en fase con la tensión de red, transfiriendo potencia activa. La potencia reactiva en el pcc, se presenta en la Figura 5-99, mantiene valor medio cero.

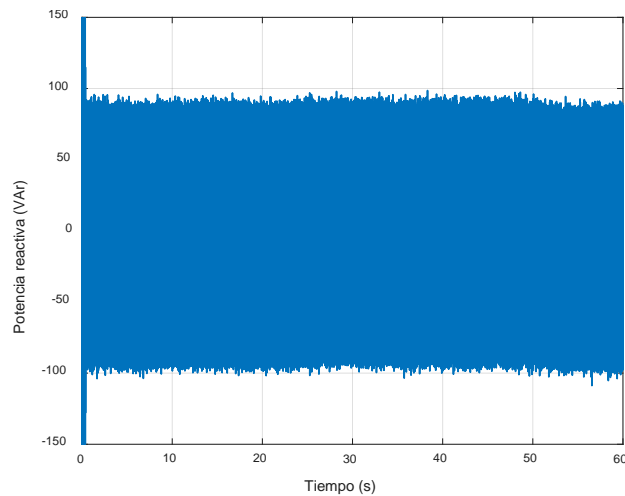


Figura 5-99 Potencia reactiva en el pcc

La Figura 5-100 muestra la potencia activa instantánea frente a la potencia mecánica desarrollada por el sistema de generación de minieólica. La potencia transferida a la red eléctrica sigue la tendencia de la potencia mecánica, menos las pérdidas incluidas en el modelo mecánico.

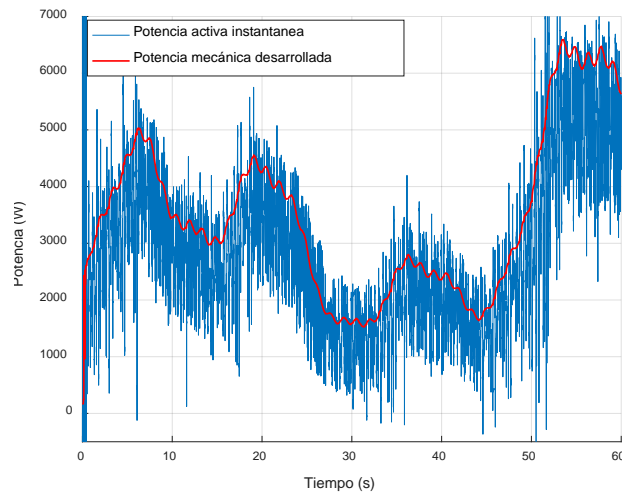


Figura 5-100 Potencia activa inyectada a la red frente a la potencia mecánica desarrollada por el sistema de generación de pequeña eólica

Mediante la prueba realizada el desempeño del convertidor bidireccional *back-to-back*, y sus sistemas de control son validados. El control de la velocidad a partir de la referencia generada por algoritmo de búsqueda del PMP y la velocidad estimada del observador en modo deslizante, hace que el punto de operación se mantenga en el óptimo de la potencia disponible; mediante el control de las corrientes del estator en marco de referencia síncrono. La transferencia de la energía generada a la red se realiza mediante el control del bus de continua basado en un sistema borroso, manteniendo la tensión en el valor de referencia e inyectando la potencia activa generada.

Finalmente se realiza la prueba del sistema propuesto en su totalidad, cuyo modelo de simulación se muestra en la Figura 5-101, integrando al control del convertidor bidireccional el algoritmo de compensación selectiva que ayude a maximizar el aprovechamiento de la potencia disponible en el convertidor. Como se ha mencionado al inicio de la sección, la prueba se realiza bajo las mismas condiciones que fueron utilizadas para la validación del sistema de transferencia de energía de la sección anterior. En la presente sección se presentan los resultados que se consideran importantes para la validación del funcionamiento del sistema con el algoritmo de compensación selectiva, por lo cual algunos resultados presentados en la sección previa no serán repetidos.

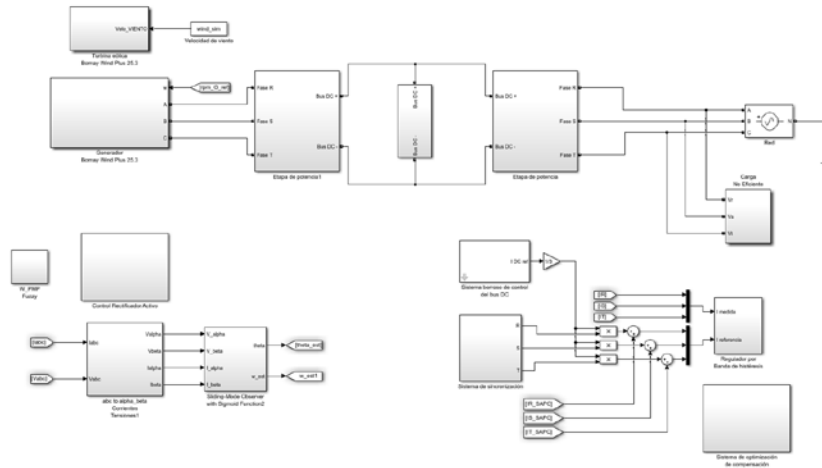


Figura 5-101 Modelo de simulación para la validación del sistema híbrido de generación - compensación propuesto

La Figura 5-102 presenta el control de la tensión del bus DC. El control presenta un error de regulación cuyo valor pico no supera los 4.5 V de error, es decir un 0.9% de error, el error se debe al compromiso hecho en el diseño del regulador entre velocidad de respuesta y la estabilidad de la acción de control como se indicó en la sección 5.3.1. Las variaciones que presenta la tensión del bus de continua siguen el perfil de la corriente extraída del generador eléctrico e inyectada al bus por medio del rectificador activo.

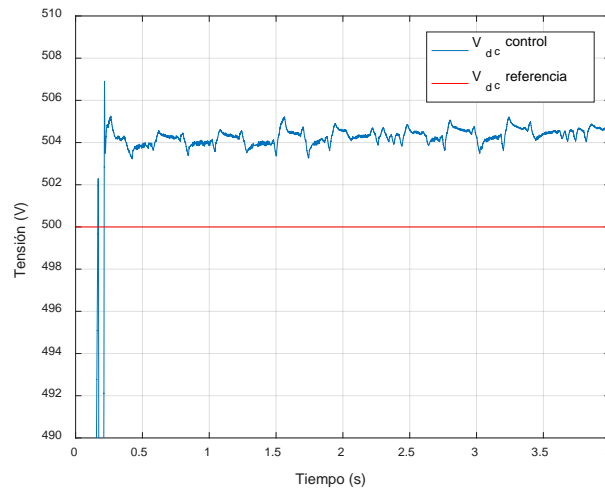


Figura 5-102 Control de la tensión del bus DC

La corriente de entrada al bus DC desde el rectificador activo se presenta en la Figura 5-103, la corriente varía en función del par que desarrolla el generador para compensar el par mecánico desarrollado por la turbina eólica, por lo que depende directamente de la velocidad de viento. Las

variaciones de la corriente de entrada influyen a su vez en la acción de control del regulador del bus DC. El sistema borroso fue desarrollado buscando un compromiso entre una reacción rápida y una estabilidad en la acción de control.

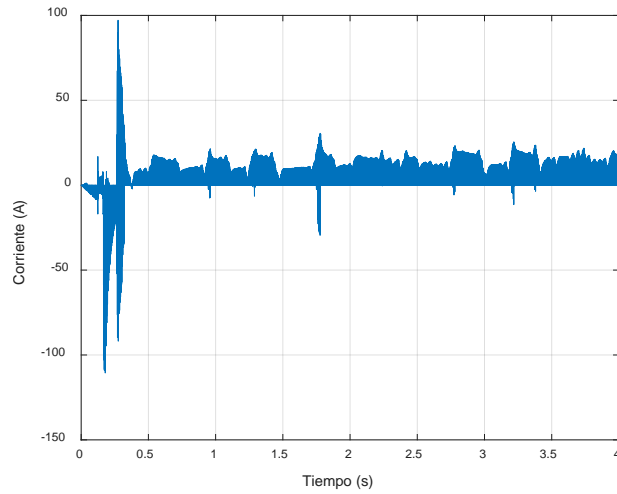


Figura 5-103 Corriente del bus DC

La corriente de entrada al bus DC se ve reflejada en la corriente limitante de la compensación de fenómenos ineficientes, como se presenta en la Figura 5-104, donde puede apreciarse que la corriente limitante (en púrpura) varía siguiendo el perfil de la corriente del bus DC. Las ganancias aplicadas a las corrientes de referencia para la compensación de ineficiencias se calculan dependiendo del límite de corriente de compensación. El límite de la corriente fue ajustado para validar el sistema en todo el rango de las ganancias $k[0,1]$ de las corrientes de compensación, para las corrientes consumidas por la carga utilizada para las pruebas.

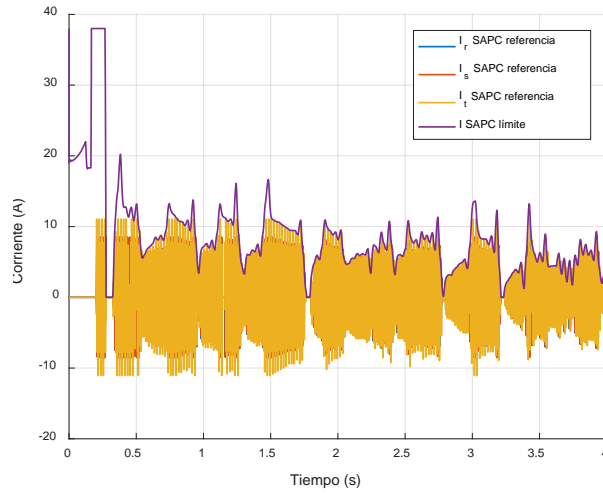


Figura 5-104 Corriente de referencia de compensación y corriente límite de compensación

Las variaciones de las ganancias de compensación se presentan en la Figura 5-105. Como se observa, las ganancias varían de forma dinámica en función de la magnitud de la corriente límite de compensación, a lo largo de la simulación se presentan casos de compensación global y casos en los que no es posible realizar compensación de corrientes ineficientes.

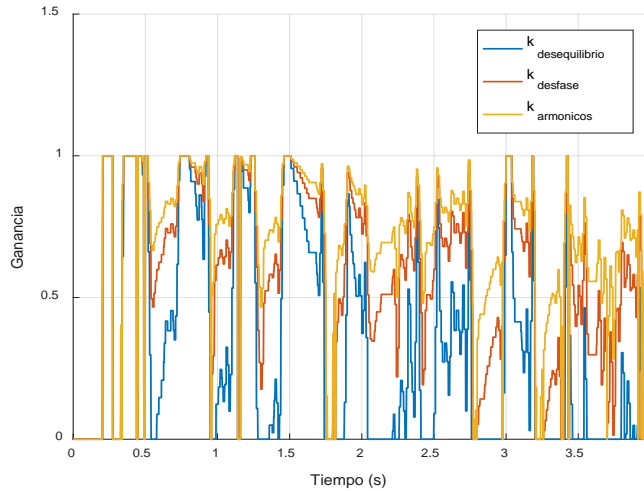


Figura 5-105 Ganancias de las corrientes de referencia de compensación durante el funcionamiento del sistema híbrido de generación - compensación

Las referencias de corriente de compensación se suman a las corrientes de referencia generadas por el regulador de la tensión del bus de continua para obtener las corrientes de referencia para el control por banda de histéresis. La Figura 5-106 presenta el control de corriente de la fase R del inversor de conexión a red, funcionando como sistema híbrido de generación – compensación.

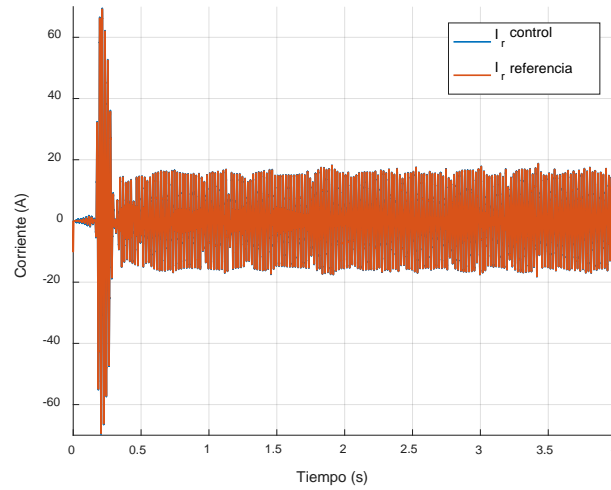


Figura 5-106 Control de corriente por la fase R del inversor de conexión a red en funcionamiento híbrido de generación - compensación

La inyección de las corrientes del inversor en el pcc hace que las corrientes circulantes por la red varíen en función de la magnitud de la corriente activa y de las componentes no eficientes generadas por el convertidor electrónico de conexión a red. La Figura 5-107 presenta las corrientes de la red durante la operación del sistema propuesto.

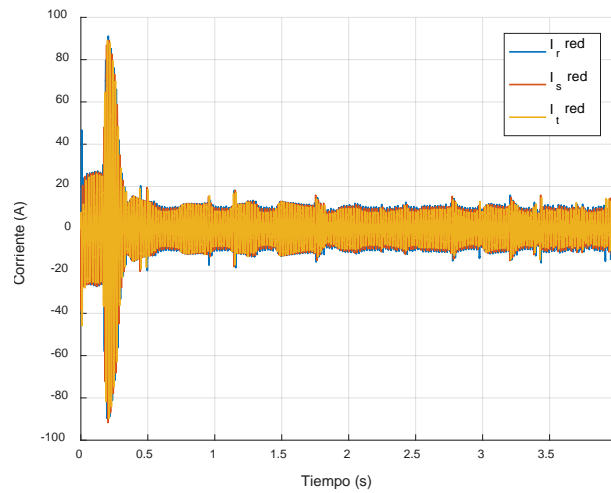


Figura 5-107 Corriente de red durante la operación del sistema híbrido de generación - compensación

La Figura 5-108 muestra la evolución de las potencias en la red a lo largo de la simulación. Las potencias varían en función de la corriente activa inyectada y las ganancias aplicadas a las corrientes de referencia de compensación en cada instante. En los periodos en que la corriente límite de compensación permite llevar a cabo la compensación global, la potencia activa fundamental de

secuencia directa se iguala a la potencia aparente efectiva, es decir que la red entrega únicamente corriente activa fundamental de secuencia directa, maximizando la eficiencia del sistema.

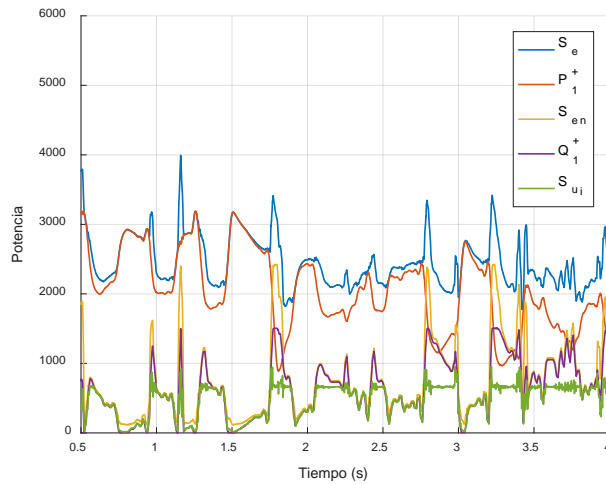


Figura 5-108 Potencias de la red durante la operación del sistema híbrido de generación – compensación

A continuación se presentan tres casos significativos de la operación del sistema híbrido de generación – compensación propuesto. En todos los casos se tiene inyección de corriente activa, y la compensación de fenómenos ineficientes varía entre compensación global, compensación selectiva y compensación cero.

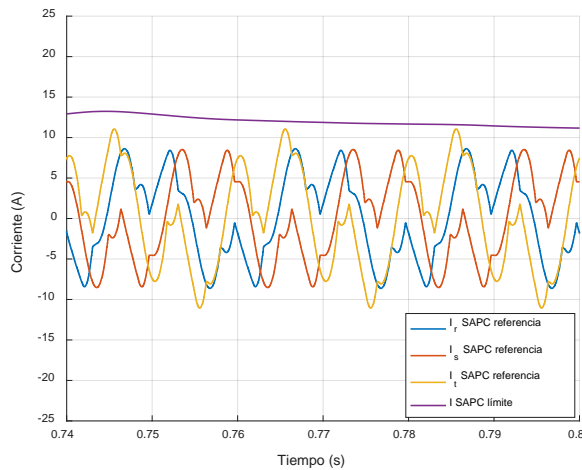


Figura 5-109 Corrientes de referencia durante compensación global

La Figura 5-109 muestra las corrientes de referencia de compensación para el caso en que la corriente límite de compensación permite realizar una compensación global de los fenómenos ineficientes. Las corrientes de la compensación global se obtienen aplicando una ganancia k unitaria

a cada una de las componentes de ineficiencias de la corriente de referencia, como se presenta en la Figura 5-110.

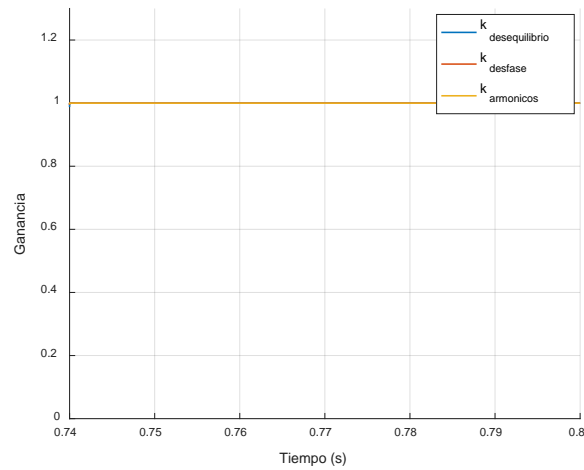


Figura 5-110 Ganancias aplicadas a las corrientes de referencia para compensación global de ineficiencias

Las referencias de corriente de la Figura 5-109 se suman a las referencias generadas por el control de la tensión del bus DC para obtener las corrientes que sirven como referencia para el control de corriente por banda de histéresis. El control de la corriente por la fase R para el caso de inyección de corriente activa y compensación global se presenta en la Figura 5-111.

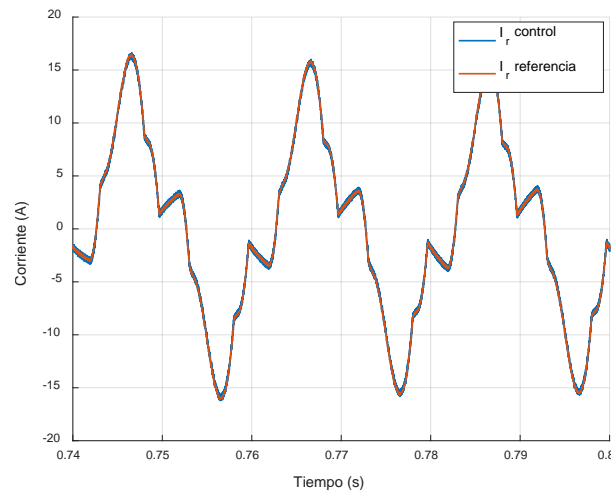


Figura 5-111 Control de corriente por la fase R del inversor de conexión a red durante compensación global

Las corrientes entregadas por la red durante la operación del sistema de generación – compensación, con compensación global de ineficiencias se muestra en la Figura 5-112, mientras que las potencias y el THD_i de la red durante el mismo periodo de tiempo se presentan en la Figura 5-113.

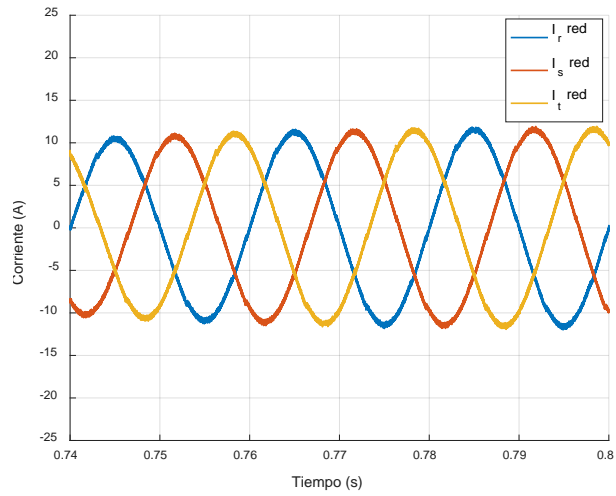


Figura 5-112 Corrientes de red durante compensación global

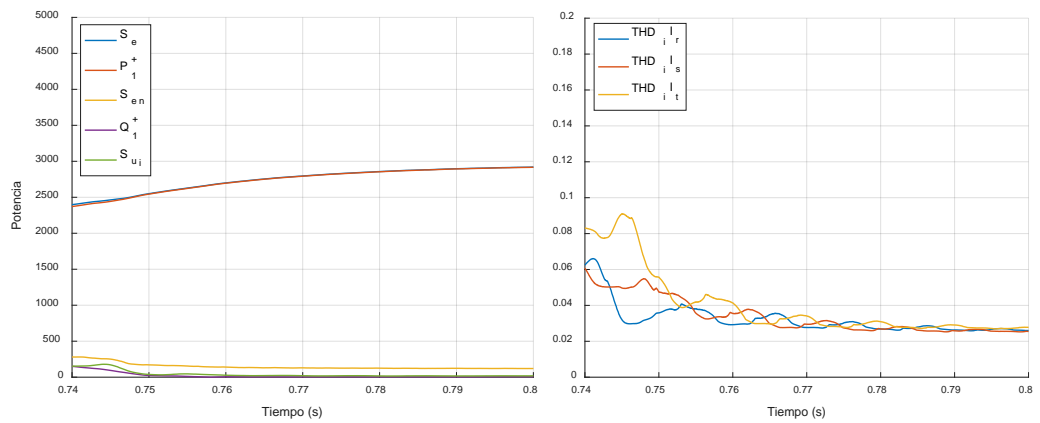


Figura 5-113 Potencia y de la red durante la compensación global

La Figura 5-113 muestra que las potencias reactiva y de desequilibrio se reducen a cero, y la potencia no fundamental se reduce; mientras la potencia aparente efectiva y la potencia activa fundamental de secuencia directa se igualan.

En el segundo caso se presenta la transición de compensación selectiva a compensación cero, debido a que la corriente límite de compensación se hace cero por la corriente del bus de continua.

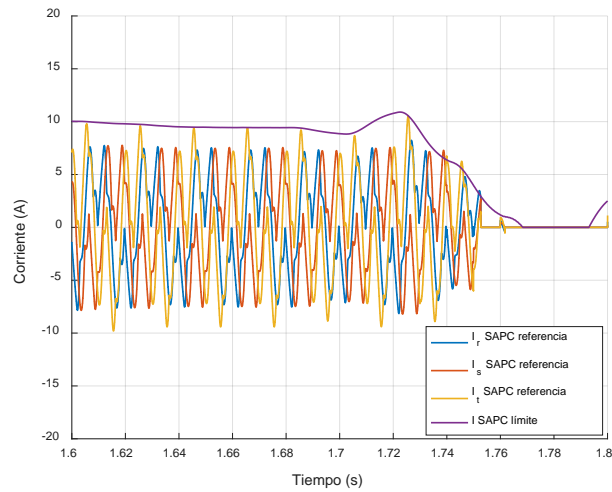


Figura 5-114 Corrientes de referencia durante una transición a corriente límite de compensación cero

Como se puede ver, a partir de la Figura 5-114 y la Figura 5-115, el sistema se encuentra realizando compensación selectiva al momento de que la corriente límite de compensación se reduce a cero y se deja de compensar ineficiencias.

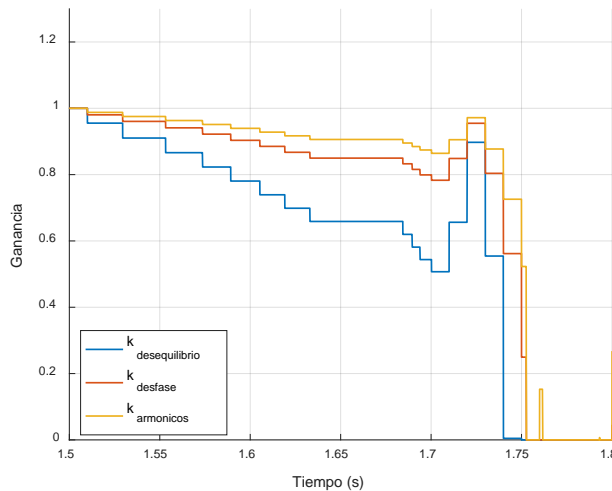


Figura 5-115 Ganancias aplicadas a las corrientes ineficientes durante la compensación selectiva

La corriente de la fase R del inversor para el periodo de tiempo de el caso de transición a límite de corriente de compensación cero se muestra en la Figura 5-116. Al momento en que la corriente límite de compensación se reduce a cero, la referencia de corriente pasa de contener componentes ineficientes a ser únicamente corriente activa.

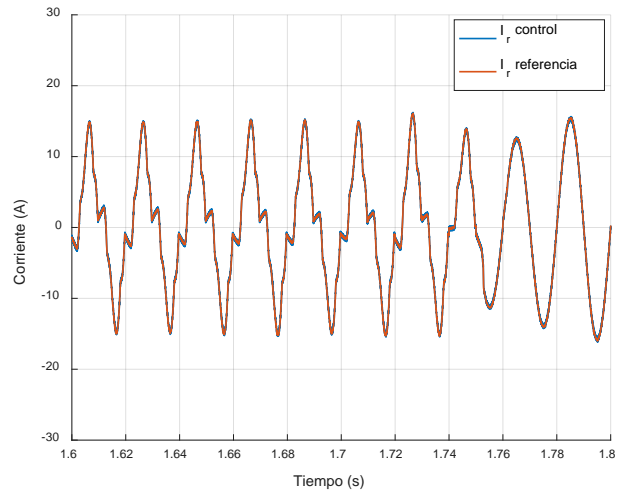


Figura 5-116 Control de corriente por la fase R del inversor de conexión a red durante una transición a corriente límite de compensación cero

La corriente de la red durante la transición a compensación cero se muestra en la Figura 5-117, mientras el inversor de conexión a red tiene capacidad para realizar una compensación selectiva la corriente que debe entregar la red tiene una forma senoidal, en el instante en que no es posible seguir

realizando una compensación selectiva, la red debe entregar las componentes no fundamentales, reactivas y desequilibradas que demanda la carga.

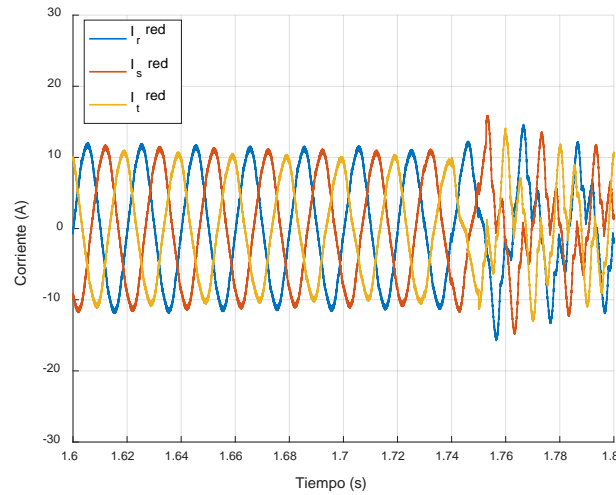


Figura 5-117 Corrientes de red durante transición a corriente límite de compensación cero

La Figura 5-118 muestra cómo las potencias ineficientes vuelven a su valor original, las consumidas por la carga presentadas en la Figura 5-71; y la diferencia entre la potencia aparente efectiva y la potencia activa crece. Al dejar de compensar las componentes no fundamentales, el THD_i de la red aumenta.

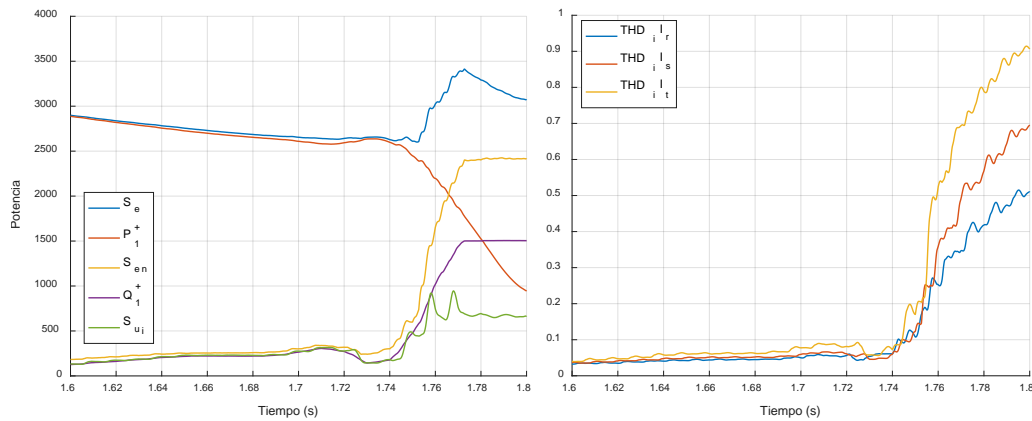


Figura 5-118 Potencia y de la red en la transición a corriente límite de compensación cero

Finalmente, el último caso representativo se presenta cuando la corriente límite no es suficiente para realizar una compensación global y se realiza una compensación selectiva aprovechando la corriente límite de compensación disponible.

La Figura 5-119 muestra la corriente límite de compensación y las corrientes de referencia de compensación escaladas para llevar a cabo una compensación selectiva, el límite de la corriente de compensación varía en función de la corriente de entrada al bus de continua, por lo que las ganancias aplicadas a las corrientes ineficientes se calculan en cada instante para determinar la combinación de ellas que cumpla con la estrategia de optimización de la potencia disponible.

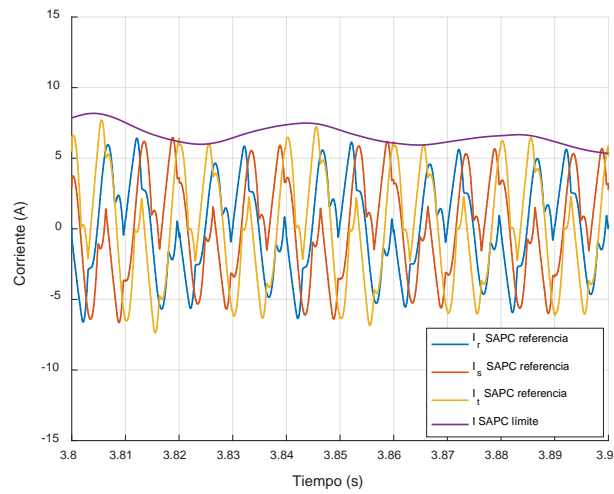


Figura 5-119 Corrientes de referencia para el caso de compensación selectiva dinámica durante la operación del sistema híbrido de generación - compensación propuesto

En la Figura 5-120 se presentan las ganancias aplicadas a las corrientes de referencia para la compensación selectiva dinámica. Como puede observarse, las ganancias varían en todo momento en función de la corriente límite de compensación. Dado que la potencia ineficiente más grande es la potencia no fundamental se compensa en todo momento, en mayor o menor medida, siempre intentando reducirla al valor de la potencia ineficiente siguiente en amplitud.

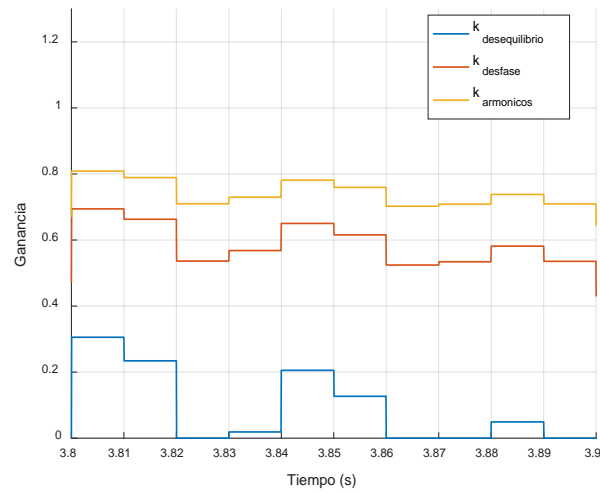


Figura 5-120 Ganancias aplicadas a las corrientes de referencia durante la compensación selectiva dinámica

La corriente inyectada por el inversor, que se muestra en la Figura 5-121, consta de una parte activa y las componentes ineficientes determinadas por las ganancias.

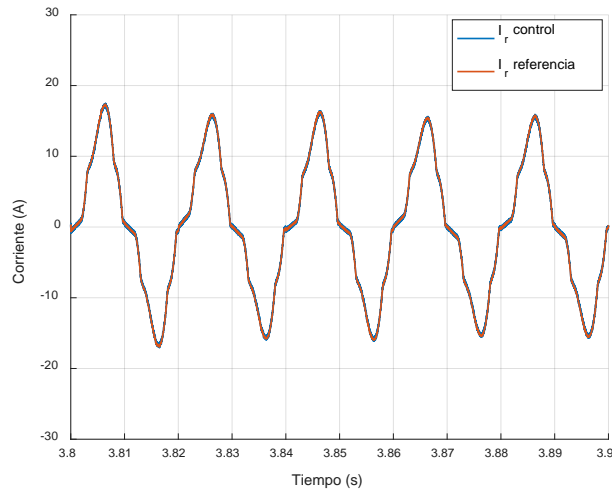


Figura 5-121 Control de corriente por la fase R durante la compensación selectiva dinámica de fenómenos ineficientes

La corriente de red resultante por la inyección de la corriente presentada en la Figura 5-121, presenta una forma de onda senoidal, más o menos distorsionada en función de la ganancia aplicada a la componente no fundamental de la corriente de carga; y dado que la potencia ineficiente más pequeña es la correspondiente a desequilibrios la ganancia que se le aplica en la compensación selectiva tiene menor peso, por lo tanto la corriente de la red presenta en todo momento desequilibrios.

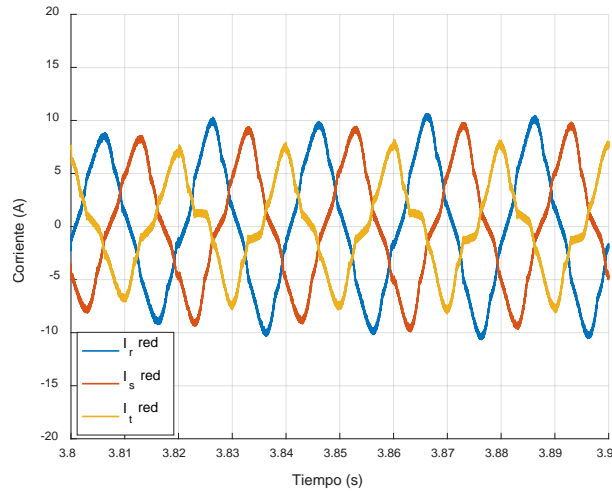


Figura 5-122 Corriente de red durante la compensación selectiva dinámica de fenómenos ineficientes

Como se comentó en la sección 4.2.5, el algoritmo de optimización intenta reducir la potencia ineficiente más grande, hasta el nivel de la siguiente; a partir de ese punto reduce las dos potencias buscando igualarlas a la potencia ineficiente más pequeña. En la Figura 5-123, que muestra las potencias de la red durante la compensación selectiva dinámica, puede observarse que las potencias ineficientes se han igualado y varían siempre manteniendo una relación entre ellas, comprobándose que el algoritmo ha encontrado las ganancias que permiten optimizar la utilización de la potencia disponible en el convertidor.

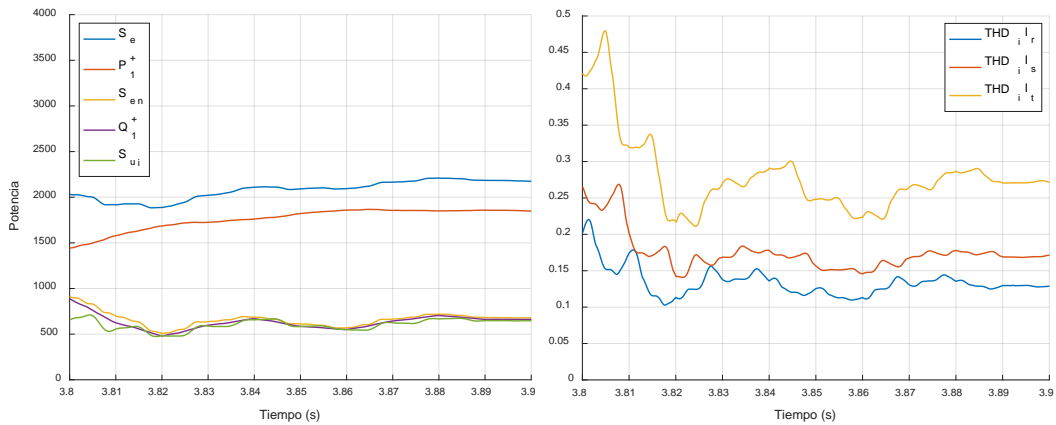


Figura 5-123 Potencia y de la red durante la compensación selectiva dinámica

Las pruebas realizadas al sistema híbrido de generación – compensación permiten demostrar que el esquema de control y los algoritmos propuestos para la optimización de la utilización de la potencia disponible en el convertidor electrónico de conexión a red, funcionan adecuadamente y permiten

aprovechar la potencia aparente no utilizada para la inyección de potencia activa, para mejorar la calidad del suministro eléctrico en el pcc.

Asimismo, se comprueba el desempeño del convertidor *back-to-back* y las estrategias de control diseñadas para la transferencia de la potencia activa generada del lado del sistema minieólico, donde se controla el punto de operación para la extracción de la máxima potencia disponible en el viento.

6. Resultados experimentales.

En el presente capítulo se presentan los resultados experimentales obtenidos de los sistemas hardware implementados. El convertidor electrónico de conexión es el único que ha podido ser completamente implementado y testado al momento de redacción de la presente tesis. Además de los resultados de las pruebas del inversor de conexión a red, se presentan la implementación de un sistema de emulación de sistemas de generación eólica y un método para la obtención de la curva característica de aerogeneradores de minieólica que fueron desarrollados para la validación del rectificador activo.

6.1. Emulador eólico y método experimental de obtención de la curva $\lambda-C_p$ de sistemas de generación de pequeña eólica

Durante el desarrollo de la presente tesis se encontró la necesidad de contar con un sistema de emulación de turbina eólica, con la finalidad de llevar a cabo la validación de la plataforma hardware y las estrategias de control del convertidor del lado del generador. Asimismo, se desarrolló un método de estimación de la curva característica $\lambda-C_p$ para un sistema de generación de minieólica a partir de datos experimentales de instalaciones en funcionamiento.

6.1.1. Implementación del emulador eólico

Con la finalidad de poder realizar pruebas sobre los sistemas de control del GSIP se desarrolló un emulador de turbina eólica. En la Figura 6-1 se presenta la plataforma experimental del emulador desarrollado. El sistema mecánico del emulador consta de un variador de frecuencia que controlar un motor de inducción acoplado a una caja reductora; el eje de la caja reductora se acopla al GSIP propio del sistema de generación eólica real, visto desde el generador el conjunto motor de inducción y caja reductora equivalen a la turbina eólica. El algoritmo de control del emulador se ejecuta en un microcontrolador TMS320F28377 de Texas Instruments, dicho algoritmo genera la señal de control de velocidad para el variador de frecuencia a partir del modelo mecánico del sistema de generación de minieólica presentado en la ecuación (2-50).

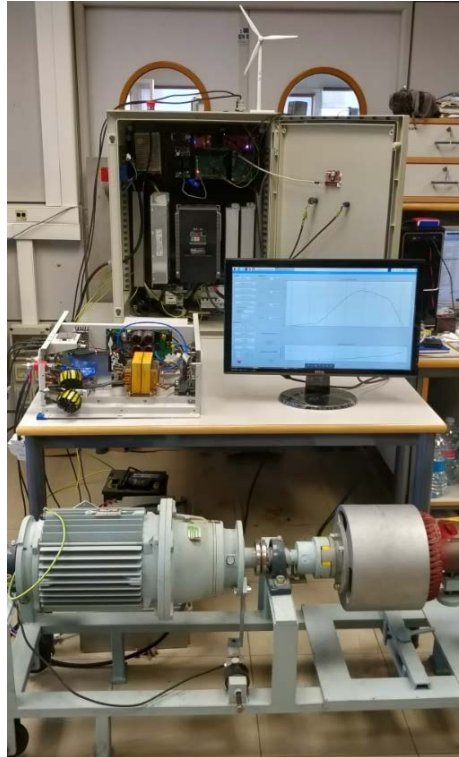


Figura 6-1 Plataforma experimental del emulador de turbina eólica implementado

En la Figura 6-2 se presenta el diagrama de bloques del emulador propuesto. En el diagrama de bloques presentado se tiene el motor de inducción acoplado a la caja reductora con relación de 3.48: 1; el uso de la caja reductora permite aplicar un par mayor del lado GSIP, puesto que al reducirse la velocidad de giro del lado del GSIP el par aumenta, manteniendo la igualdad de potencia de entrada por potencia de salida. Por lo tanto, la emulación a ambos lados de la curva $\lambda-C_p$ puede realizarse incluso si el motor de inducción tiene un par nominal menor al par nominal del GSIP.

Las características del variador de frecuencia utilizado, modelo Omron 3G3MX2-A4110-E, se presentan en la Tabla 6-1 Características técnicas del variador de frecuencia utilizado .

Tabla 6-1 Características técnicas del variador de frecuencia utilizado

| Tensión de alimentación | Modo de control de par constante | | Modo de control de par variable | |
|-------------------------|----------------------------------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|
| | Potencia máxima (kW) | Corriente nominal (A) | Potencia máxima (kW) | Corriente nominal (A) |
| 3~ 400 VL-L | 11 | 24 | 15 | 31 |

El motor de inducción es del fabricante Electrotechnics con las características presentadas en la Tabla 6-2 Características del motor de inducción utilizado en el emulador de turbina eólica.

Tabla 6-2 Características del motor de inducción utilizado en el emulador de turbina eólica

| Tensión de alimentación | Potencia nominal (HP) | Velocidad nominal (rpm) | Factor de potencia |
|-------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------|
| 230/400 V/50Hz | 7355 | 1460 | $\cos \phi = 0.85$ |

El variador de frecuencia implementa un control *sensorless* de velocidad, cuya señal de referencia recibe por medio de un tren de pulsos generado por el microcontrolador que ejecuta el algoritmo del emulador.

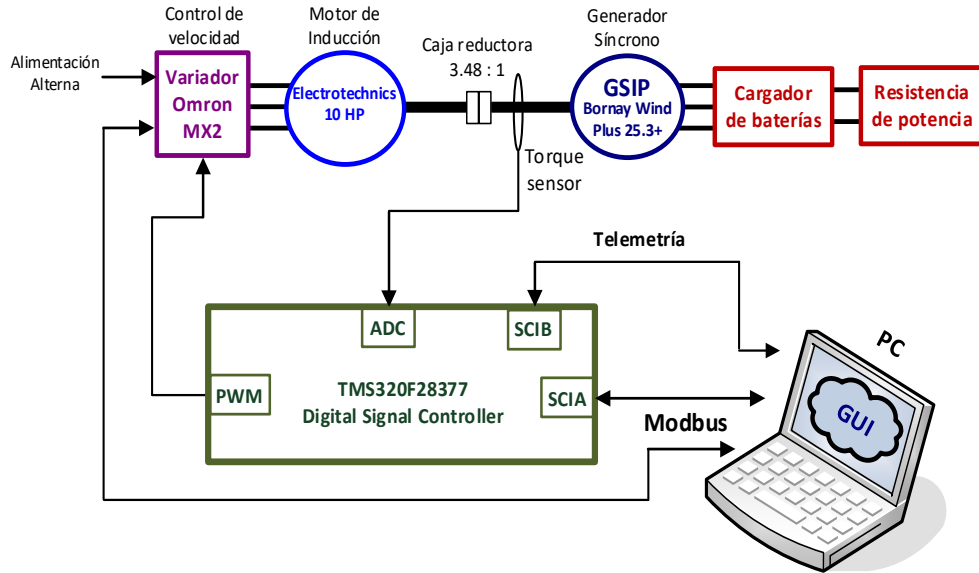


Figura 6-2 Diagrama de bloques del emulador de turbina eólica propuesto

En la Figura 6-3 se presenta el diagrama de bloques del algoritmo de control del emulador, ejecutado por el microcontrolador de Texas Instruments. A partir del modelo mecánico y la curva característica del sistema de generación eólica, el algoritmo determina la velocidad de referencia para el variador de frecuencia. Dentro del modelo mecánico, el momento de inercia del sistema puede ser emulado variando la aceleración del sistema mecánico, haciendo que la referencia de velocidad varíe conforme a la constante de tiempo del momento de inercia a emular.

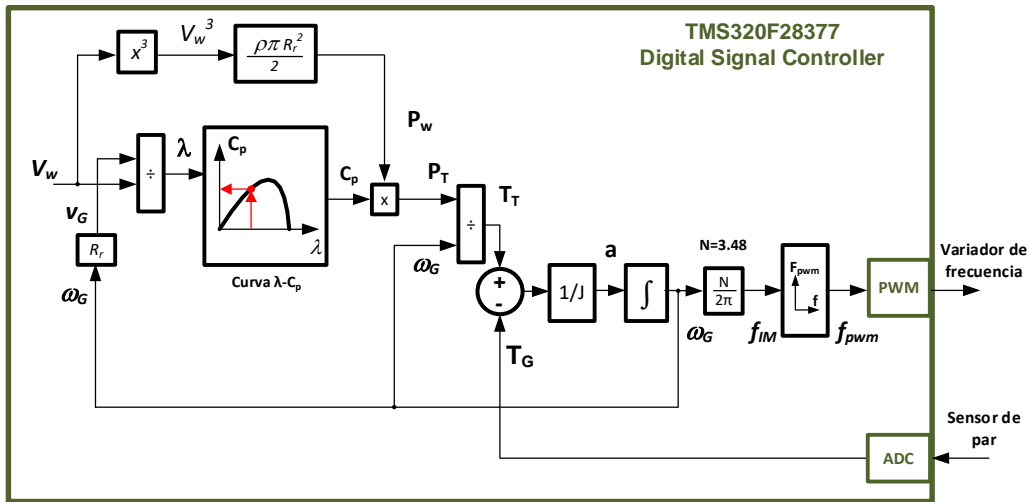


Figura 6-3 Diagrama de bloques del algoritmo de control del emulador de turbina eólica propuesto

Para la validación del emulador propuesto se realiza un experimento de variación del momento de inercia emulado, cuyos resultados se presentan en la Figura 6-4. Como puede observarse la respuesta dinámica del sistema varía de acuerdo al valor del momento de inercia emulado, a mayor valor el sistema es más lento. El experimento ha sido llevado a cabo haciendo uso de un cargador de baterías del fabricante Bornay diseñado para el sistema de generación minieólica real, es decir, la carga electrónica está diseñada para el control de la turbina real. El cargador ha sido configurado para mantener la velocidad de giro a un mismo valor de referencia para todos los experimentos. Las oscilaciones del control son mayores cuando el sistema, visto desde la carga electrónica, es más ligero y la respuesta se va haciendo más lenta a medida que aumenta el peso del sistema emulado.

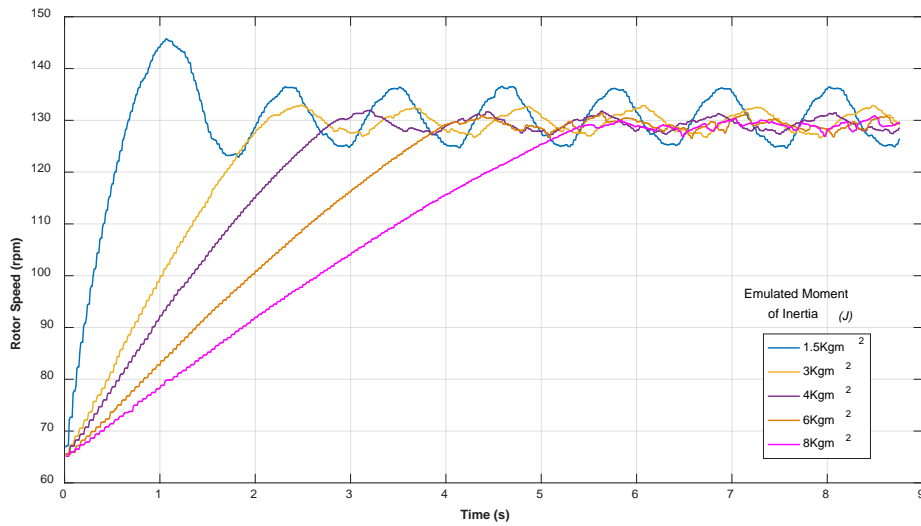


Figura 6-4 Respuesta dinámica del emulador de turbina eólica a diferentes valores de momento de inercia

Finalmente, la Figura 6-5 muestra la interfaz gráfica de usuario desarrollada para la configuración y monitorización del emulador de turbina eólica propuesto. Dicha interfaz permite configurar el variador de frecuencia, configurar los parámetros del emulador como radio del rotor, momento de inercia a emular, velocidad de viento; además es posible leer la curva $\lambda-C_p$ configurada en el microcontrolador y actualizarla. Durante la simulación es posible monitorizar el punto de operación del emulador, sobre la curva $\lambda-C_p$ y sobre la superficie de operación del sistema de generación eólica. Esta superficie se obtiene proyectando la curva $\lambda-C_p$ sobre distintas velocidades de viento.

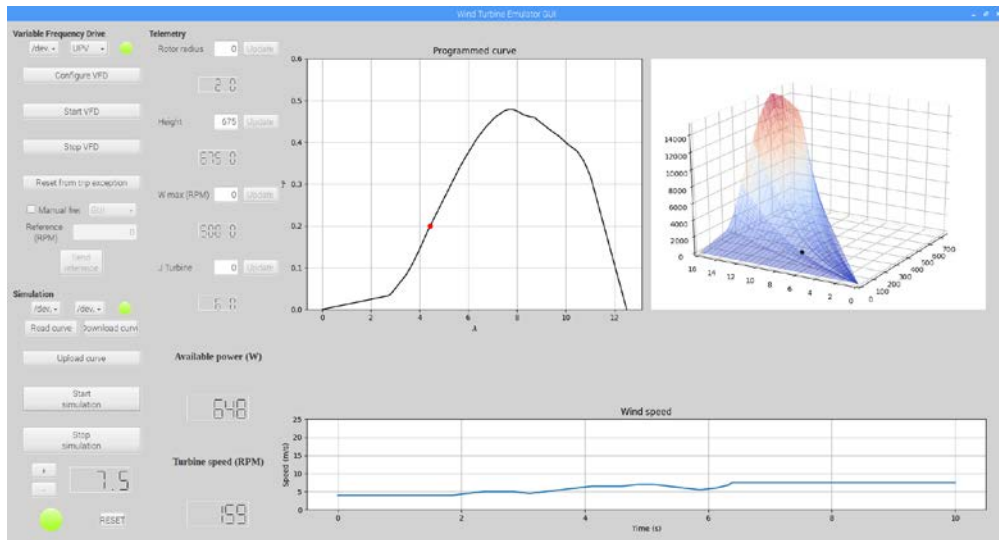


Figura 6-5 Interfaz gráfica de usuario del emulador de turbina eólica propuesto

6.1.2. Método experimental de obtención de la curva $\lambda-C_p$ de sistemas de generación de pequeña eólica

Para obtener la curva $\lambda-C_p$ utilizada en el emulador de la turbina eólica se propone un método experimental para su estimación a partir de datos obtenidos de sistemas eólicos reales. El sistema de control de un conjunto de sistemas de generación de minieólica, Bornay Wind Plus 25.3, ha sido modificado para adquirir tres variables: velocidad de viento, velocidad del rotor y potencia eléctrica generada; estas variables son almacenadas en un ordenador donde se ejecuta el algoritmo de estimación de la curva. El sistema de control se programa para realizar un bucle de barrido de velocidad de referencia, manteniendo la velocidad de referencia constante por un tiempo determinado y aplicando un escalón. El sistema de control modificado fija límites de seguridad para no exceder el par del GSIP, asegurando el control de la turbina. La Figura 6-6 presenta el diagrama a bloques del sistema de adquisición de datos y el flujoograma del algoritmo de estimación de la curva $\lambda-C_p$.

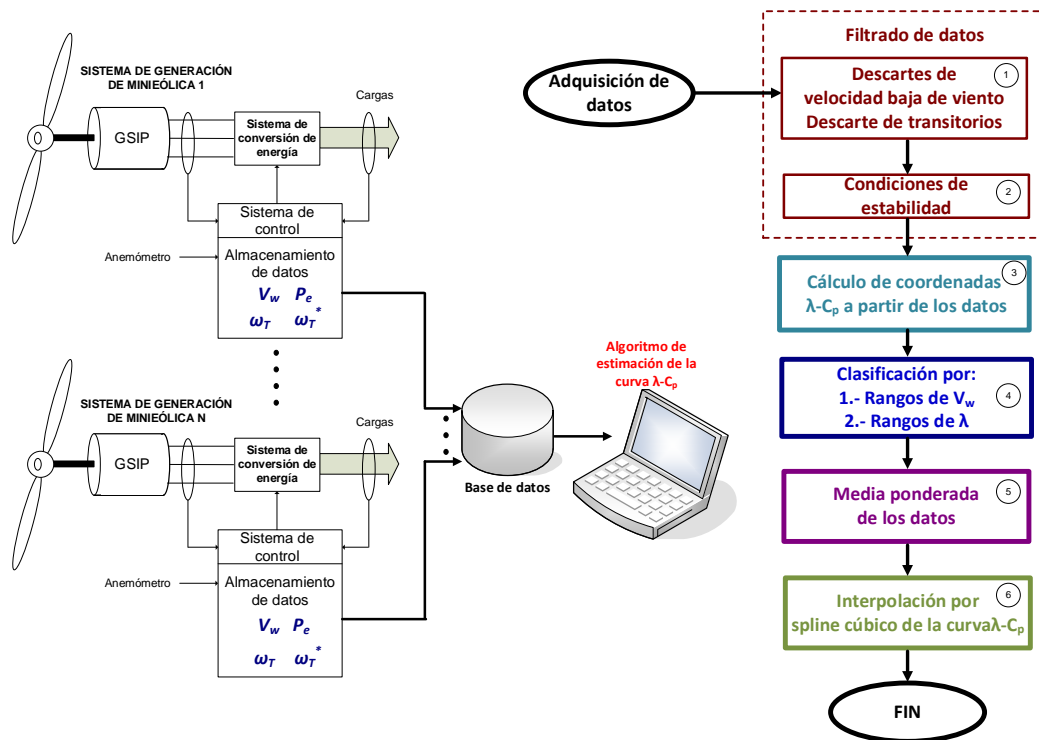


Figura 6-6 Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos y flujoograma del algoritmo de estimación de la curva $\lambda-C_p$ del aerogenerador

Una vez se han obtenido los datos, el primer paso es realizar un filtrado para descartar los puntos que se consideran no significativos; puntos correspondientes a vientos por debajo de la velocidad de arranque, puntos derivados de transitorios por cambios de viento, etc., son descartados. Los puntos se consideran válidos cuando

la velocidad de giro es igual a la de referencia, la velocidad de viento y la velocidad de giro son estables.; comparando con muestras anteriores y posteriores para determinar la estabilidad. Una vez filtrados, se opera sobre los datos considerados válidos para obtener las coordenadas $\lambda-C_p$ correspondientes. En la Figura 6-7 se presentan los puntos de $\lambda-C_p$ obtenidos a partir de los datos filtrados.

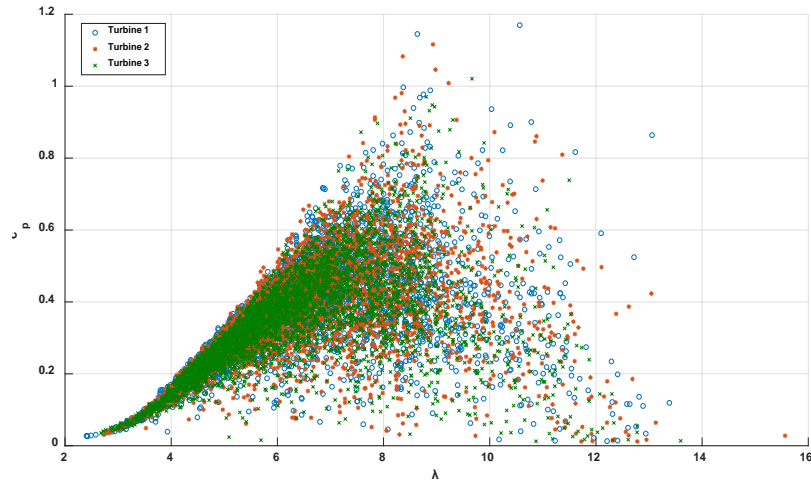


Figura 6-7 Datos experimentales obtenidos a partir de tres sistemas de minieólica reales

Los datos filtrados se clasifican por rangos de velocidad de viento, indicado por el subíndice m en la Figura 6-8; y por rangos de λ , indicado por el subíndice n . En la Figura 6-8 se presenta el sistema de clasificación, donde cada uno de los prismas contiene los puntos correspondientes a los rangos seleccionados. Cuando un prisma contiene menos de 5 puntos no se considera significativo y es descartado.

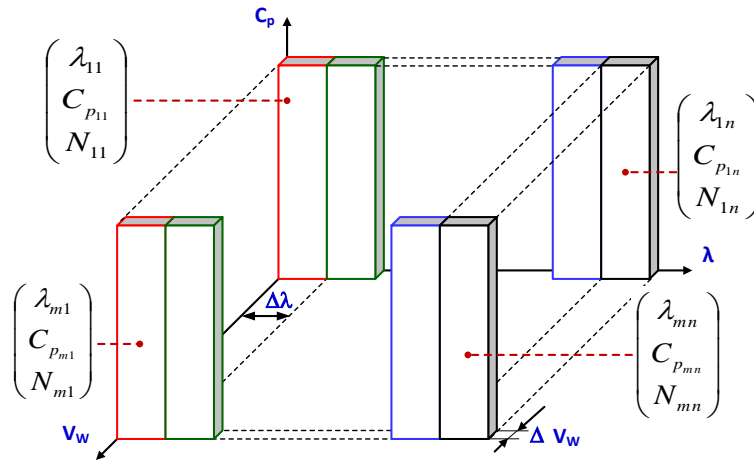


Figura 6-8 Sistema de clasificación de los datos para su procesamiento

A los puntos de los prismas considerados representativos se les aplica un promediado y se pondera su contribución a las coordenadas finales que definen la curva estimada, en función de cuantos puntos hay dentro del prisma en relación al total de puntos en un rango de λ ; de esta forma, los prismas con más puntos, que representan las zonas de mayor acumulación de datos válidos, contribuyen de mayor forma a la coordenada λ - C_p correspondiente. La Figura 6-9 presenta los puntos promediados y ponderados a partir de la acumulación de datos, generando un único conjunto de coordenada λ - C_p a partir de los datos obtenidos de todos los sistemas de generación de minieólica utilizados en el estudio.

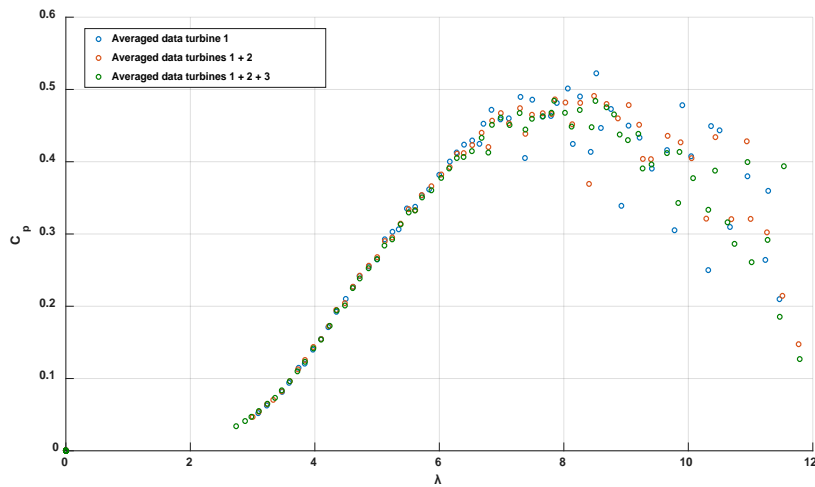


Figura 6-9 Coordenadas λ - C_p obtenidas después del proceso de filtrado y aplicando los pesos obtenidos

Una vez que se han determinado los puntos de la curva característica $\lambda-C_p$, correspondiente al modelo Bornay Wind Plus 25.3, es necesario interpolar para obtener la curva estimada. Con la finalidad de obtener una curva con gradientes suaves, se aplica el método de interpolación por spline cúbico. Este método genera la curva por partes, mediante el uso de funciones polinomiales de orden bajo para cada sección de la curva, asegurando que la curva resultante presentará una continuidad paramétrica C^2 , lo que significa que la segunda derivada de las curvas adyacentes, en el punto de unión, será igual; esto resulta en una curva con gradientes suaves. En la Figura 6-10 se presentan las curvas obtenidas a medida que se van agregando datos al algoritmo de estimación. Puede apreciarse cómo las curvas van cambiando a medida que se tienen más datos para su estimación.

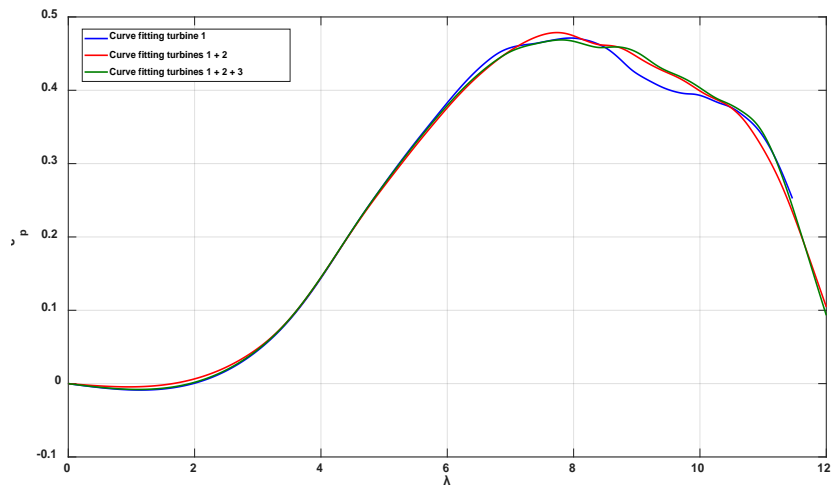


Figura 6-10 Comparativa de curvas obtenidas para los agregados de datos

Finalmente, la Figura 6-11, presenta la curva resultante de la estimación con los datos del PMP de la curva $\lambda-C_p$ característica del sistema de generación de minieólica Bornay Wind Plus 25.3, este punto corresponde al máximo aprovechamiento que el sistema puede hacer de la potencia disponible en el viento.

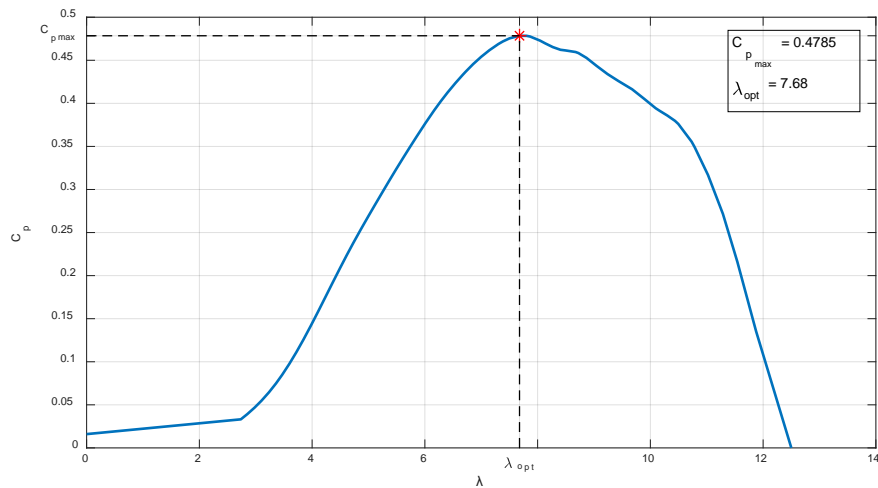


Figura 6-11 Curva obtenida a partir del método experimental propuesto

La información detallada del desarrollo y resultados se presentan en el artículo “*Small wind turbine emulator based on Lambda-Cp curves obtained under real operating conditions*” derivado de la presente tesis.

6.2. Resultados experimentales del inversor de conexión a red.

En esta sección se muestran los resultados experimentales obtenidos mediante la implementación física en el laboratorio de un prototipo experimental del convertidor electrónico de potencia propuesto. La plataforma hardware ha sido desarrollada por el grupo de electrónica de potencia de la Universidad Politécnica de Valencia, el diseño ha abarcado las placas de control, medidas y potencia. El control es realizado mediante un microcontrolador de Texas Instruments TMS320F28379D. Asimismo, se ha utilizado una fuente alterna Pacific AMX-360 cumpliendo la función de red eléctrica, ya que esta fuente es programable y hace innecesario el uso de transformadores para reducir la tensión.

Los ensayos presentados pretenden demostrar el adecuado funcionamiento, en un sistema real, de los algoritmos y estrategias de control propuestas en la presente tesis. Los ensayos se presentan divididos en dos secciones diferentes: la primera sección presenta los ensayos correspondientes al convertidor asociado a la conexión de red; y la segunda presenta los ensayos realizados con el convertidor asociado al generador eléctrico.

Las pruebas realizadas para la validación del convertidor asociado a la conexión a red han sido las siguientes:

- Validación de la estrategia de sincronización.
- Validación de la extracción de corrientes de referencia para la compensación de fenómenos ineficientes.

- Validación de la compensación de las corrientes ineficientes.

Las formas de onda de las tensiones y corrientes han sido obtenidas utilizando un osciloscopio LeCroy waveJet 324. Las sondas de corriente han sido configuradas para entregar una relación de conversión de 10 mV/A y los canales del osciloscopio a los que se han conectado han sido configurados para que la escala mostrada en las imágenes corresponda a la corriente real de trabajo; mientras que las sondas de tensión presentan una atenuación de $50x$. Por lo tanto, debe tomarse en cuenta que las figuras aquí presentadas deben ser entendidas con la siguiente escala de 50 V/div .

Además de las señales obtenidas a partir del osciloscopio, se ha hecho uso de una herramienta de visualización en tiempo real de la información contenida en el microcontrolador (telemetría) [88], mediante dicha herramienta ha sido posible comprobar la correcta sincronización a la frecuencia de la red, así como el seguimiento de las consignas de control de los reguladores de corriente y tensión del sistema.

6.2.1. Ensayos realizados al convertidor electrónico de conexión a red.

En primer lugar, se presentan los resultados de los ensayos realizados al convertidor electrónico de potencia asociado a la conexión a red. Como ha sido mencionado anteriormente, dicho convertidor es el encargado de mantener la referencia del bus DC compartido por los dos convertidores, el volcado de potencia activa a la red y la compensación de fenómenos ineficientes.

Datos del sistema:

Los parámetros más importantes de la etapa de potencia y del sistema de control utilizados en los ensayos son:

- Topología de la etapa de potencia: Inversor trifásico con conexión a cuatro hilos con el neutro conectado al punto medio del bus de continua.
- Tensión del bus DC: $V_{dc} = 500\text{V}$, repartidos entre la parte alta y baja $V_{dc+} = V_{dc-} = 250\text{V}$.
- Capacidad total del bus: $C = 3.18\text{ mF}$, siendo las partes alta y baja del bus $C_1 = C_2 = 6.36\text{ mF}$.
- Bobinas de salida del inversor: $L_A = L_B = L_C = 6\text{ mH}$.
- Etapa de potencia: Mitsubishi PM75RL1A120 con valores máximos de $V_{EC} = 1200\text{ V}$ e $I_c = 75\text{ A}$.
- Frecuencia de adquisición: 40 kHz .
- Frecuencia de conmutación: 20 kHz .
- Sincronización: mediante SOGI-FLL.

- Sistema de control mediante DSC de Texas Instruments TMS320F28379D.

La Figura 6-12 presenta las tensiones de red que serán utilizadas a lo largo de las pruebas experimentales, estas tensiones han sido generadas por la fuente de AC programable modelo Pacific Power AMX-360 y capturadas por medio del osciloscopio.

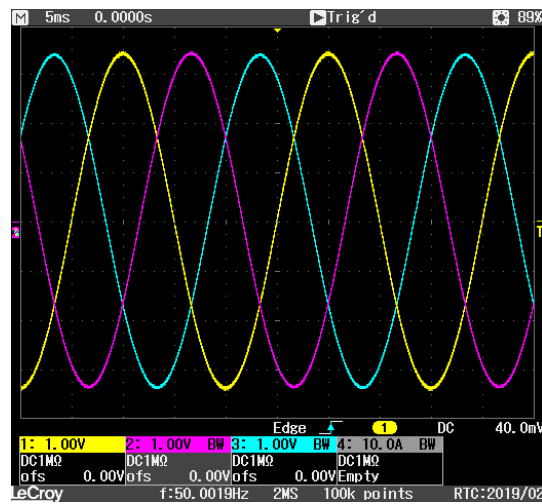


Figura 6-12 Captura de osciloscopio de las tensiones de red generadas por la fuente AC programable

Las características de las tensiones en el pcc se presentan en la Tabla 6-3.

Tabla 6-3 Valores significativos de las tensiones en el pcc

| | V_{As} | V_{Bs} | V_{Cs} |
|------------|----------|----------|----------|
| Tensión | 119.94 V | 119.44 V | 119.01 V |
| Frecuencia | 50 Hz | 50 Hz | 50 Hz |
| THD | 0.61 % | 0.48 % | 0.49 % |

6.2.1.1. Validación de la estrategia de sincronización a red

El convertidor electrónico asociado a la red eléctrica tiene dos funciones principales: la inyección de la potencia activa generada por el aerogenerador; y la compensación de fenómenos ineficientes aprovechando la potencia aparente disponible del convertidor. Para la realización de ambas tareas es necesaria una correcta sincronización con la tensión de red; el volcado de la potencia activa a la red debe hacerse sincronizando la corriente del convertidor a las tensiones de red, para que toda la corriente que circule sea fundamental, de secuencia directa y en fase; mientras que para la compensación de fenómenos ineficientes es necesario poder determinar el desfase entre la corriente de carga y la tensión de la red para poder corregirlo, la compensación de componentes armónicas consumidas por cargas no lineales se realiza por medio de la inyección de las componentes armónicas de la misma amplitud con un desfase de 180°.

Como se ha comentado en el capítulo 3 el método de sincronización seleccionado se basa en filtros SOGI, un SOGI se engancha a la tensión de red y a partir de esta señal de sincronismo se descomponen las corrientes de carga para obtener las componentes correspondientes a cada una de los fenómenos ineficientes para su compensación. En la Figura 6-13 se muestra el detalle de las tensiones de red, medidas por el microcontrolador y la señal del seno obtenida a partir del SOGI, dicha señal es utilizada para el sincronismo en todo el sistema. La figura ha sido obtenida a partir de la herramienta de visualización en tiempo real de las señales dentro del DSC.

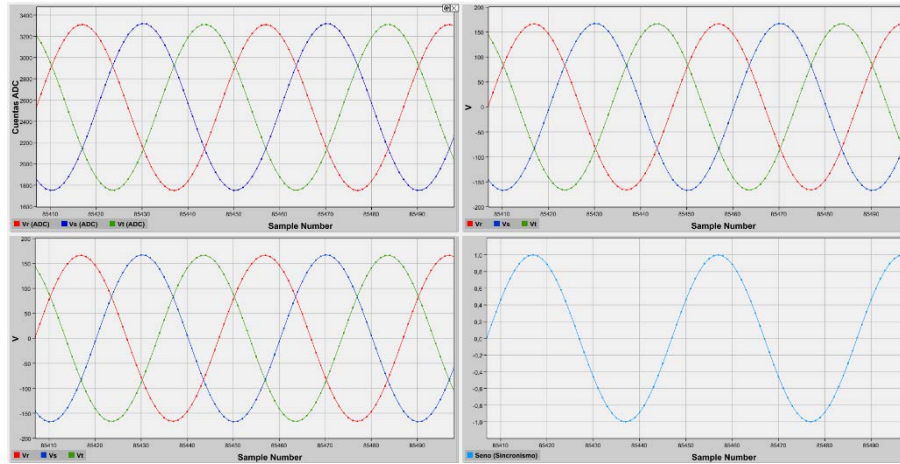


Figura 6-13 Captura de las señales de telemetría para comprobación de sincronismo con la red

Una vez comprobada la correcta sincronización dentro del DSC, se procede a detallar las cargas conectadas al pcc para la compensación de fenómenos ineficientes. En los siguientes apartados se muestran detalles de la descomposición de las corrientes ineficientes y su compensación, con lo cual se valida completamente el método de sincronización seleccionado.

6.2.1.2. Validación de la extracción de las corrientes de referencia

En la Figura 6-14 se muestran las configuraciones de las cargas utilizadas para los ensayos, así como las capturas realizadas mediante el osciloscopio de las corrientes consumidas por dichas cargas y la tensión V_R en la Figura 6-15, la señal de tensión se mantiene con la finalidad de dar un punto de referencia para el desfase de las corrientes consumidas.

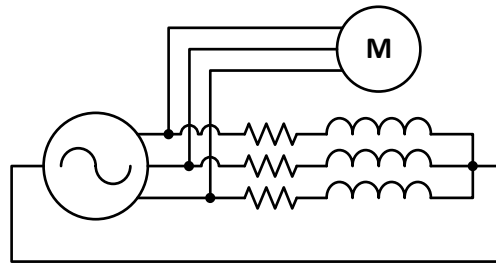


Figura 6-14 Diagrama eléctrico de la carga lineal utilizada para las pruebas experimentales

Los valores de las resistencias e inductores de la carga se detallan en la Tabla 6-4:

Tabla 6-4 Valores de carga para pruebas experimentales

| | R | L |
|-------|--------------|-------|
| V_R | 22 Ω | 18 mH |
| V_S | 35 Ω | 6 mH |
| V_T | 350 Ω | 12 mH |

Cabe mencionar la inclusión de un motor, de potencia nominal 250 W y FP 0.74, en vacío para aumentar el consumo de corriente reactiva.

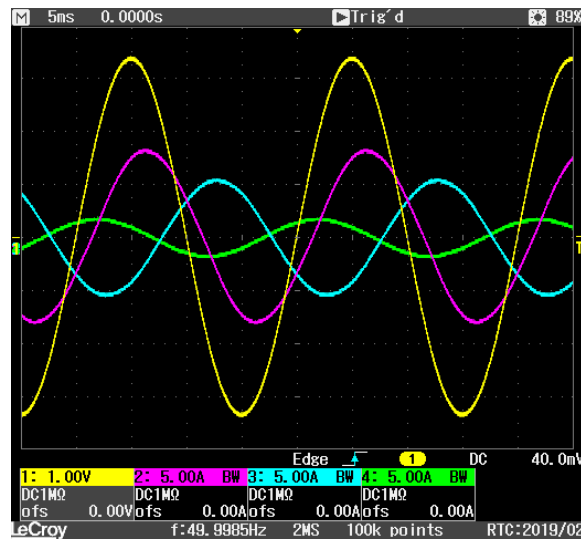


Figura 6-15 Captura de osciloscopio de las corrientes de carga y tensión de la fase R

El resumen de los valores más significativos de las corrientes de la carga lineal ensayada se presentan en la Tabla 6-5. En la tabla se presentan valor eficaz, valor eficaz y fase de la componente fundamental y valores de distorsión armónica.

Tabla 6-5 Tabla de los valores significativos de la corriente de carga

| | | | |
|---------------|---------------|---------------|-----------|
| I_{As} | I_{Bs} | I_{Cs} | I_{Ns} |
| 5.67 A | 3.81 A | 1.26 A | 4.77 A |
| I_{As1} | I_{Bs1} | I_{Cs1} | I_{Ns1} |
| 5.67 A | 3.81 A | 1.26 A | 4.77 A |
| ϕ_{IAs1} | ϕ_{IBs1} | ϕ_{ICs1} | |
| -25.84 ° | -140.60 ° | -302.99 ° | |
| THD_{IAs} | THD_{IBs} | THD_{ICs} | |
| 1.4 % | 0.6 % | 1.7 % | |

En la Tabla 6-6 se presenta un resumen de las potencias, en formato IEEE Std. 1459, consumidas por la carga antes de la compensación, estas magnitudes han sido obtenidas a partir de las señales de tensiones y corrientes capturadas mediante el osciloscopio.

Tabla 6-6 Potencias de la red antes de la compensación

| | | | | | |
|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| $V_e = 119.46 \text{ V}$ | | | $I_e = 4.87 \text{ A}$ | | |
| $V_{e1} = 119.46 \text{ V}$ | | $V_{eh} = 0.58 \text{ V}$ | $I_{e1} = 4.86 \text{ A}$ | | $I_{eh} = 0.099 \text{ A}$ |
| $V_1^+ = 119.46 \text{ V}$ | $V_1^- = 0.18 \text{ V}$ | $V_1^0 = 0.37 \text{ V}$ | $I_1^+ = 3.49 \text{ A}$ | $I_1^- = 1.16 \text{ A}$ | $I_1^0 = 1.59 \text{ A}$ |
| $\phi_{V1^+} = -0.02^\circ$ | $\phi_{V1^-} = 47.94^\circ$ | $\phi_{V1^0} = -17.21^\circ$ | $\phi_{I1^+} = -28.09^\circ$ | $\phi_{I1^-} = 22.77^\circ$ | $\phi_{I1^0} = -52.36^\circ$ |
| $S_e = 1744.26 \text{ va}$ | | | | | |
| $S_{e1} = 1743.88 \text{ va}$ | | | $S_{eN} = 36.53 \text{ va}$ | | |
| $S_1^+ = 1251.31 \text{ va}$ | | $S_{U1} = 1214.63 \text{ va}$ | $D_{eV} = 8.47 \text{ va}$ | | $D_{eI} = 35.53 \text{ va}$ |
| $P_1^+ = 1104.05 \text{ W}$ | $Q_1^- = 568.01 \text{ var}$ | | $THD_{eV} = 0.4 \%$ | | $THD_{eI} = 2.01 \%$ |
| $P = 1106.06 \text{ W}$ | | $P_1 = 1106.00 \text{ W}$ | | $P_H = 0.00 \text{ W}$ | |
| $P_A = 611.98 \text{ W}$ | $P_B = 425.78 \text{ W}$ | $P_C = 68.30 \text{ W}$ | | $P_F = 0.634$ | |
| $P_{A1} = 611.97 \text{ W}$ | $P_{B1} = 425.70 \text{ W}$ | $P_{C1} = 68.29 \text{ W}$ | | $P_{F1} = 0.63$ | |
| $P_1^+ = 1104.05 \text{ W}$ | $P_1^- = 0.597 \text{ W}$ | $P_1^0 = 1.45 \text{ W}$ | | $P_{F1}^+ = 0.88$ | |
| $F_e = 0.63$ | | | | | |

En primer lugar, se presentan las señales obtenidas a partir de la telemetría, estas señales corresponden a las corrientes de carga y su descomposición en los distintos fenómenos ineficientes. Dado que la telemetría admite 10 señales no es posible mostrar las 15 señales correspondientes a las corrientes de carga, las componentes de desequilibrio, las componentes de desfase, las componentes armónicas y la reconstrucción de las corrientes de carga; por lo que dichas señales se muestran en dos figuras separadas. En la parte superior de cada figura se muestra la corriente de carga, seguida

por la corriente de desequilibrio y la corriente reactiva, en la primera figura; y por la corriente armónica y la reconstrucción de las corrientes de carga en la segunda.

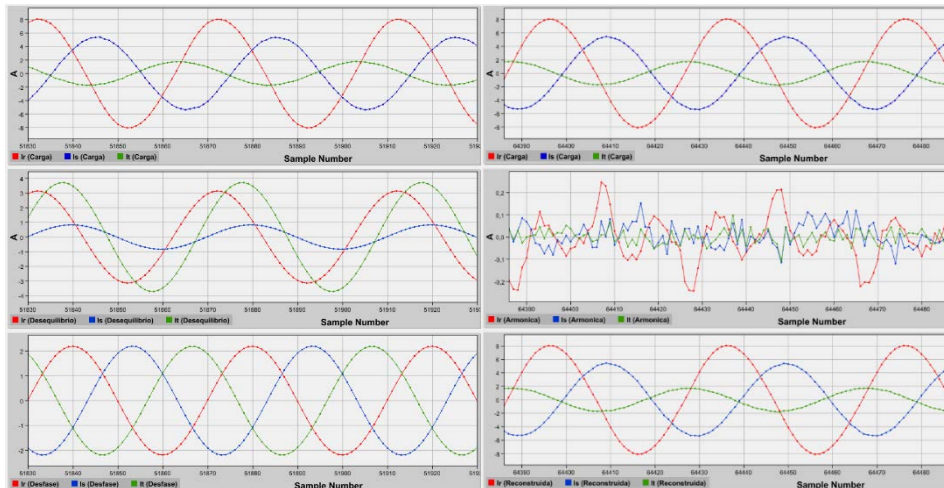


Figura 6-16 Captura de telemetría para comprobar extracción de corrientes ineficientes

Como puede apreciarse en la figura izquierda, las corrientes que deben ser inyectadas por el filtro para la corrección de los fenómenos ineficientes son:

- Corrientes de desequilibrio:
 - V_R : 3.0 A;
 - V_S : 3.9 A;
 - V_T : 0.8 A
- Corrientes de desfase:
 - I_R, I_S, I_T : 2.1 A

Sin corrientes armónicas, dado que la carga es una carga lineal. En la figura siguiente, se muestra la corriente de carga junto con la corriente reconstruida (en la parte inferior) a partir de la descomposición realizada según el método mencionado en el capítulo anterior. La correspondencia de las formas de onda demuestra, en primera instancia, que la descomposición ha sido correcta.

6.2.1.3. Validación de la compensación de las corrientes de referencia

Una vez se sabe que la descomposición de las corrientes dentro del microcontrolador ha sido llevada a cabo de forma correcta, se aplican dichas corrientes de referencia a los reguladores de corriente del convertidor electrónico de potencia para validar la corrección de los fenómenos ineficientes a partir de las corrientes obtenidas.

La Figura 6-17 presenta las señales de la tensión y corrientes de red una vez se han compensado las corrientes de desequilibrio de la carga. Como puede observarse, las corrientes tienen la misma

amplitud, manteniendo el desfase respecto de la tensión de red puesto que no se han corregido las corrientes de desfase.

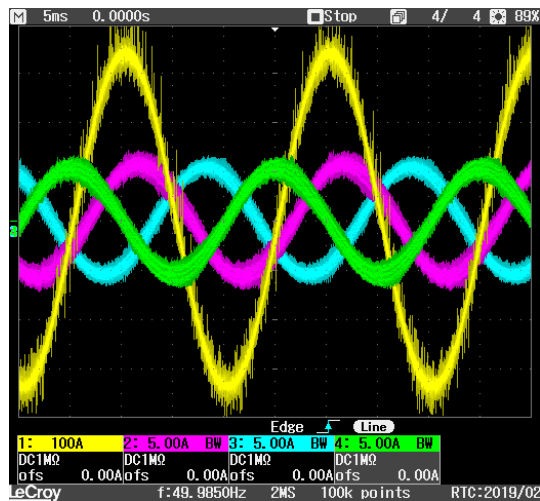


Figura 6-17 Captura de osciloscopio de las corrientes de red con compensación de desequilibrios

Los valores significativos de las corrientes en la red después de la compensación de la potencia de desequilibrio se presentan en la Tabla 6-7. En la tabla se presentan además valores de distorsión armónica tomando en cuenta únicamente los 50 primeros armónicos ($THD_I(50 \text{ arm})$) y valores de distorsión armónica media sin tomar en cuenta la corriente de neutro ($THD_{I_{AV}}$).

Tabla 6-7 Valores significativos de la corriente en la red con compensación de desequilibrios

| I_{As} | I_{Bs} | I_{Cs} | I_{Ns} |
|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| 4.03 A | 3.88 A | 3.85 A | 1.58 A |
| I_{As1} | I_{Bs1} | I_{Cs1} | I_{Ns1} |
| 3.99 A | 3.85 A | 3.81 A | 0.58 A |
| $\phi_{I_{As1}}$ | $\phi_{I_{Bs1}}$ | $\phi_{I_{Cs1}}$ | |
| -26.01 ° | -142.64 ° | -266.56 ° | |
| $THD_{I_{As}}(50 \text{ arm})$ | $THD_{I_{Bs}}(50 \text{ arm})$ | $THD_{I_{Cs}}(50 \text{ arm})$ | $THD_{I_{AVs}}(50 \text{ arm})$ |
| 2.63 % | 1.14 % | 1.59 % | 1.78 % |
| $THD_{I_{As}}$ | $THD_{I_{Bs}}$ | $THD_{I_{Cs}}$ | $THD_{I_{AVs}}$ |
| 14.72 % | 12.35 % | 15.56 % | 14.21 % |

La Tabla 6-8 presenta las potencias de la red después de realizar la compensación de los desequilibrios. La potencia S_{U1} de desequilibrios se ha reducido de 1214 va a 99.26 va.

Tabla 6-8 Potencias de la red durante la compensación de desequilibrio

| | | | | | |
|---|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| $V_e = 119.46 \text{ V}$ | | | $I_e = 4.03 \text{ A}$ | | |
| $V_{e1} = 119.46 \text{ V}$ | | $V_{eh} = 0.58 \text{ V}$ | $I_{e1} = 3.89 \text{ A}$ | | $I_{eh} = 1.039 \text{ A}$ |
| $V_1^+ = 119.46 \text{ V}$ | $V_1^- = 0.18 \text{ V}$ | $V_1^0 = 0.37 \text{ V}$ | $I_1^+ = 3.89 \text{ A}$ | $I_1^- = 0.03 \text{ A}$ | $I_1^0 = 0.14 \text{ A}$ |
| $\phi_{V_1^+} = -0.02^\circ$ | $\phi_{V_1^-} = 47.94^\circ$ | $\phi_{V_1^0} = -17.21^\circ$ | $\phi_{I_1^+} = -25.08^\circ$ | $\phi_{I_1^-} = -161.00^\circ$ | $\phi_{I_1^0} = -43.82^\circ$ |
| $S_e = 1445.08 \text{ va}$ | | | | | |
| $S_{e1} = 1396.19 \text{ va}$ | | | $S_{eN} = 372.69 \text{ va}$ | | |
| $S_1^+ = 1392.66 \text{ va}$ | | $S_{U1} = 99.26 \text{ va}$ | | $D_{eV} = 1.81 \text{ va}$ | $D_{eI} = 372.63 \text{ va}$ |
| $P_1^+ = 1261.56 \text{ W}$ | $Q_1^+ = 589.89 \text{ var}$ | | | $THD_{eV} = 0.4 \%$ | $THD_{eI} = 26.68 \%$ |
| $THD_{eI} (50 \text{ arm}) = 2.65 \%$ | | | | | |
| $P = 1261.67 \text{ W}$ | | $P_1 = 1261.66 \text{ W}$ | | $P_H = 0.01 \text{ W}$ | |
| $P_A = 430.68 \text{ W}$ | $P_B = 424.76 \text{ W}$ | $P_C = 406.23 \text{ W}$ | $P_F = 0.87$ | | |
| $P_{A1} = 430.68 \text{ W}$ | $P_{B1} = 424.76 \text{ W}$ | $P_{C1} = 406.23 \text{ W}$ | $P_{F1} = 0.90$ | | |
| $P_1^+ = 1261.56 \text{ W}$ | $P_1^- = -0.01 \text{ W}$ | $P_1^0 = 0.13 \text{ W}$ | $P_{F1^+} = 0.91$ | | |
| $F_e = 0.87 (F_e = 0.90 \text{ con } 50 \text{ arm})$ | | | | | |

A continuación, se compensa la corriente de desfase únicamente. Como puede apreciarse en la Figura 6-18, las corrientes se encuentran desplazadas en fase manteniendo el desequilibrio entre fases.

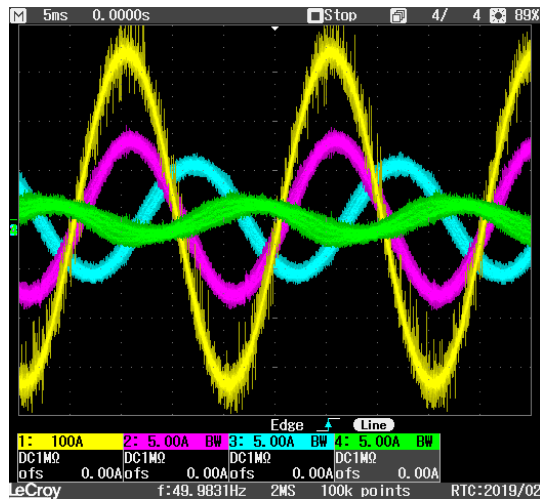


Figura 6-18 Captura de osciloscopio de las corrientes de red con compensación de reactiva

Las corrientes red después de la compensación del desfase presenta los valores significativos descritos en la Tabla 6-9, en esta tabla puede apreciarse la compensación de los ángulos de desfase de las corrientes tras la compensación de la potencia reactiva.

Tabla 6-9 Resumen de las corrientes de red durante la compensación del desfase

| | | | |
|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| I_{As} | I_{Bs} | I_{Cs} | I_{Ns} |
| 5.51 A | 3.97 A | 1.23 A | 4.74 A |
| I_{As1} | I_{Bs1} | I_{Cs1} | I_{Ns1} |
| 5.48 A | 3.93 A | 1.11 A | 4.49 A |
| $\phi_{I_{As1}}$ | $\phi_{I_{Bs1}}$ | $\phi_{I_{Cs1}}$ | |
| -9.10 ° | -118.70 ° | -218.52 ° | |
| $THD_{I_{As}}(50 \text{ arm})$ | $THD_{I_{Bs}}(50 \text{ arm})$ | $THD_{I_{Cs}}(50 \text{ arm})$ | $THD_{I_{Avs}}(50 \text{ arm})$ |
| 2.18 % | 1.18 % | 5.39 % | 2.91 % |
| $THD_{I_{As}}$ | $THD_{I_{Bs}}$ | $THD_{I_{Cs}}$ | $THD_{I_{Avs}}$ |
| 11.17 % | 13.85 % | 48.60 % | 24.54 % |

En la Tabla 6-10 se presenta el resumen de las potencias de la red durante la compensación del desfase, como puede verse la potencia reactiva fundamental de secuencia directa se ha reducido de 568.01 var a 43.97 var gracias a la compensación realizada.

Tabla 6-10 Potencias de la red durante la compensación del desfase

| | | | | | |
|--|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| $V_e = 119.46 \text{ V}$ | | | $I_e = 4.83 \text{ A}$ | | |
| $V_{e1} = 119.46 \text{ V}$ | | $V_{eh} = 0.58 \text{ V}$ | $I_{e1} = 4.72 \text{ A}$ | | $I_{eh} = 1.05 \text{ A}$ |
| $V_1^+ = 119.46 \text{ V}$ | $V_1^- = 0.18 \text{ V}$ | $V_1^0 = 0.37 \text{ V}$ | $I_1^+ = 3.45 \text{ A}$ | $I_1^- = 1.16 \text{ A}$ | $I_1^0 = 1.49 \text{ A}$ |
| $\phi_{V_1^+} = -0.02^\circ$ | $\phi_{V_1^-} = 47.94^\circ$ | $\phi_{V_1^0} = -17.21^\circ$ | $\phi_{I_1^+} = -2.05^\circ$ | $\phi_{I_1^-} = -23.58^\circ$ | $\phi_{I_1^0} = -53.79^\circ$ |
| $S_e = 1733.06 \text{ va}$ | | | | | |
| $S_{e1} = 1691.34 \text{ va}$ | | | $S_{eN} = 375.31 \text{ va}$ | | |
| $S_1^+ = 1239.35 \text{ va}$ | | $S_{U1} = 1151.81 \text{ va}$ | | $D_{eV} = 1.81 \text{ va}$ | $D_{eI} = 375.22 \text{ va}$ |
| $P_1^+ = 1238.56 \text{ W}$ | $Q_1^+ = 43.97 \text{ var}$ | | | $THD_{eV} = 0.4 \%$ | $THD_{eI} = 22.17 \%$ |
| $THD_{eI}(50 \text{ arm}) = 2.26 \%$ | | | | | |
| $P = 1240.52 \text{ W}$ | | $P_1 = 1240.50 \text{ W}$ | | $P_H = 0.02 \text{ W}$ | |
| $P_A = 648.72 \text{ W}$ | $P_B = 469.35 \text{ W}$ | $P_C = 122.44 \text{ W}$ | $P_F = 0.71$ | | |
| $P_{A1} = 648.71 \text{ W}$ | $P_{B1} = 469.34 \text{ W}$ | $P_{C1} = 122.43 \text{ W}$ | $P_{F1} = 0.73$ | | |
| $P_1^+ = 1238.56 \text{ W}$ | $P_1^- = 0.59 \text{ W}$ | $P_1^0 = 1.34 \text{ W}$ | $P_{F1}^+ = 0.99$ | | |
| $F_e = 0.71 (F_e = 0.732 \text{ con } 50 \text{ arm})$ | | | | | |

Finalmente se compensan todas las corrientes ineficientes de la carga conectada, es decir, se compensan tanto el desequilibrio como el desfase de la corriente. En la Figura 6-19 puede observarse que la corriente suministrada por la fuente de alimentación es un sistema trifásico equilibrado en fase con la tensión.

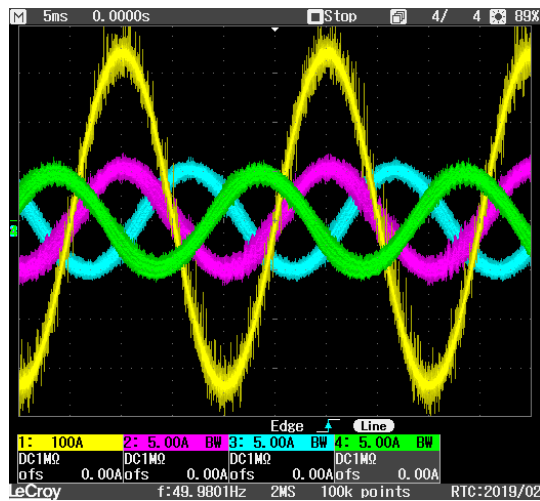


Figura 6-19 Captura de osciloscopio de las corrientes de red con compensación de desequilibrios y reactiva

La tabla Tabla 6-11 presenta el resumen de las corrientes de red resultantes de la compensación de las corrientes de desfase y desequilibrio demandadas por la carga. De acuerdo a los datos de la tabla, las componentes fundamentales de las corrientes de la red tienen valores similares y por el neutro circulan únicamente 0.5 A. Asimismo, los ángulos de desfase de las corrientes respecto de la tensión han sido corregidos con la compensación del desfase.

Tabla 6-11 Corrientes de red durante la compensación de la potencia reactiva y de desequilibrio

| | | | |
|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| I_{As} | I_{Bs} | I_{Cs} | I_{Ns} |
| 3.66 A | 3.61 A | 3.41 A | 1.8 A |
| I_{As1} | I_{Bs1} | I_{Cs1} | I_{Ns1} |
| 3.59 A | 3.57 A | 3.36 A | 0.50 A |
| ϕ_{As1} | ϕ_{Bs1} | ϕ_{Cs1} | |
| -3.94 ° | -118.82 ° | -242.25 ° | |
| $THD_{IAs} (50 arm)$ | $THD_{IBs} (50 arm)$ | $THD_{ICs} (50 arm)$ | $THD_{IAs} (50 arm)$ |
| 3.39 % | 1.81 % | 1.62 % | 2.27 % |
| THD_{IAs} | THD_{IBs} | THD_{ICs} | THD_{IAs} |
| 19.1 % | 15.58 % | 18.88 % | 17.85 % |

Las potencias de la red durante la compensación del desequilibrio y el desfase se presentan en la Tabla 6-12. Como puede observarse, al realizar la compensación de ambos fenómenos la potencia reactiva es menor a la obtenida después de la compensación del desfase únicamente, esto se debe a las componentes de desfase de secuencia inversa y homopolar que puedan existir en la potencia de desequilibrios.

Tabla 6-12 Potencias de red durante la compensación del desfase y el desequilibrio

| | | | | | |
|--|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| $V_e = 119.46 \text{ V}$ | | | $I_e = 3.71 \text{ A}$ | | |
| $V_{e1} = 119.46 \text{ V}$ | | $V_{eh} = 0.58 \text{ V}$ | $I_{e1} = 3.52 \text{ A}$ | | $I_{eh} = 1.18 \text{ A}$ |
| $V_1^+ = 119.46 \text{ V}$ | $V_1^- = 0.18 \text{ V}$ | $V_1^0 = 0.37 \text{ V}$ | $I_1^+ = 3.50 \text{ A}$ | $I_1^- = 0.02 \text{ A}$ | $I_1^0 = 0.16 \text{ A}$ |
| $\phi_{V1^+} = -0.02^\circ$ | $\phi_{V1^-} = 47.94^\circ$ | $\phi_{V1^0} = -17.21^\circ$ | $\phi_{I1^+} = -1.66^\circ$ | $\phi_{I1^-} = -147.65^\circ$ | $\phi_{I1^0} = -52.88^\circ$ |
| $S_e = 1331.44 \text{ va}$ | | | | | |
| $S_{e1} = 1262.08 \text{ va}$ | | | $S_{eN} = 424.12 \text{ va}$ | | |
| $S_1^+ = 1256.26 \text{ va}$ | | $S_{U1} = 121.12 \text{ va}$ | $D_{eV} = 6.13 \text{ va}$ | | $D_{eh} = 424.07 \text{ va}$ |
| $P_1^+ = 1255.74 \text{ W}$ | $Q_1^+ = 36.08 \text{ var}$ | | $THD_{eV} = 0.48 \%$ | | $THD_{eh} = 33.60 \%$ |
| $THD_{eh} (50 \text{ arm}) = 3.5 \%$ | | | | | |
| $P = 1255.89 \text{ W}$ | | $P_1 = 1255.88 \text{ W}$ | | $P_H = 0.01 \text{ W}$ | |
| $P_A = 430.43 \text{ W}$ | $P_B = 426.24 \text{ W}$ | | $P_C = 339.23 \text{ W}$ | | $P_F = 0.94$ |
| $P_{A1} = 430.23 \text{ W}$ | $P_{B1} = 426.23 \text{ W}$ | | $P_{C1} = 339.22 \text{ W}$ | | $P_{F1} = 0.99$ |
| $P_1^+ = 1255.74 \text{ W}$ | $P_1^- = -0.01 \text{ W}$ | | $P_1^0 = 0.15 \text{ W}$ | | $P_{F1^+} = 0.99$ |
| $F_e = 0.94 \quad (F_e = 0.994 \text{ con } 50 \text{ arm})$ | | | | | |

Las pruebas experimentales realizadas han permitido comprobar el funcionamiento del método de sincronización y descomposición de las corrientes ineficientes, así como el desempeño de la plataforma experimental para realizar la compensación global de los fenómenos ineficientes y la compensación selectiva.

7. Aportaciones y líneas de trabajo futuro. Publicación de resultados.

7.1. Aportaciones

Las aportaciones de la presente tesis se detallan a continuación.

- Se propone la aplicación de un convertidor electrónico bidireccional (*back-to-back*) utilizado como interfaz de conexión de un sistema de generación de pequeña eólica en un esquema de funcionamiento híbrido de generación y compensación, dicho esquema de funcionamiento permite la inyección de la potencia activa generada a partir de la energía eólica, así como el aprovechamiento de la potencia aparente disponible para ayudar a mejorar la estabilidad y la calidad de los sistemas eléctricos.
- Se analiza, diseña y propone un algoritmo que permite la compensación selectiva de ineficiencias, a partir de su descomposición de acuerdo al estándar IEEE 1459. Dicho algoritmo optimiza la utilización de la potencia aparente disponible del convertidor de conexión a red, es decir la diferencia entre la potencia nominal del convertidor y la potencia activa generada en cada momento, para la compensación de las potencias ineficientes. Dada la intermitencia inherente a los sistemas de generación de energías renovables, el algoritmo se adapta a la potencia disponible generando los factores de escalado para cada potencia ineficiente buscando minimizar la potencia no activa en el punto de conexión común.
- Se analiza, diseña y propone la implementación de un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, para el control de un aerogenerador, basado en lógica borrosa. Este algoritmo permite seguir la dinámica del viento, así como adaptarse a las características no lineales del incremento de potencia capturada por un aerogenerador. La técnica de control borroso permite inmunizar al sistema de control de los posibles cambios que pueden sufrir por desgaste los elementos del generador con el paso del tiempo.
- Se analiza y se propone una mejora en el observador en modo deslizante empleado para la estimación de la velocidad y la posición del GSIP del sistema de generación de minieólica, ayudando a reducir el rizado en la estimación y mejorando el desempeño del sistema.
- Se analiza, diseña y propone la implementación de un control borroso para la tensión del bus de continua. Dicho sistema ayuda a realizar un control adecuado sobre las variaciones de naturaleza no lineal que aparecen en la inyección de energía desde el convertidor del lado del generador por las perturbaciones que existen en el viento.
- Se propone un método experimental para la extracción de la curva característica $\lambda-C_p$ de un sistema de generación de minieólica.

7.2. Líneas de trabajo futuro.

- Mejora e implementación hardware completa del sistema propuesto para su validación experimental, ya que solo se ha podido completar el convertidor de conexión a red y la plataforma de emulación eólica.
- Implementación software del observador en modo deslizante propuesto para la estimación de la velocidad y posición del rotor, con ajuste de ganancia de la función sigmoide mediante un sistema de inferencia borroso, para ayudar a la estabilidad del observador en un rango amplio de velocidades de giro.
- Añadir al sistema de compensación selectiva la capacidad de que el usuario pueda definir prioridades en las potencias ineficientes, a partir de las cuales el sistema gestor realice la optimización de la potencia disponible.
- Desarrollar un sistema gestor descentralizado para la utilización de la potencia aparente disponible de los convertidores de conexión a red de las fuentes de generación distribuida dentro de una micro red, de forma que todos los pequeños generadores contribuyan a la estabilidad y mejora de la calidad de suministro de la red.

7.3. Resultados publicados de la tesis doctoral.

En relación con el trabajo realizado en la presente tesis se han publicado, se encuentran aceptados para su publicación o se encuentran en proceso de revisión los siguientes artículos:

1) Optimización mediante lógica borrosa del algoritmo de seguimiento del PMP en sistemas de generación minieólica

C.I. Martínez-Márquez, J.D. Twizere-Bakunda, S. Orts-Grau, F. J. Gimeno-Sales.

Congreso: *XXIV Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación.*

Aceptado el 14 de junio de 2017. Presentado el jueves 6 de julio de 2017.

2) Small wind turbine emulator based on Lambda-Cp curves obtained under real operating conditions.

C.I. Martínez-Márquez, J.D. Twizere-Bakunda, D. Lundback-Mompó, S. Orts-Grau, F. J. Gimeno-Sales, S. Seguí-Chilet.

Revista: *Energies.*

En revisión.

Referencias.

- [1] I. S. Jha, S. Sen, and R. Kumar, "Smart grid development in India - A case study," *2014 18th Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2014*, no. March 2014, pp. 1–6, 2015.
- [2] A. Kumar and A. Verma, "Optimization and implementation of hybrid energy sources in remote and grid active microgrids -A case study for Indian scenario," *2016 IEEE 7th Power India Int. Conf. PIICON 2016*, vol. 5, pp. 2–7, 2017.
- [3] H. Sharma and G. Kaur, "Optimization and simulation of smart grid distributed generation: A case study of university campus," *2016 4th IEEE Int. Conf. Smart Energy Grid Eng. SEGE 2016*, pp. 153–157, 2016.
- [4] E. Baharozu and G. Soykan, "Economic and environmental evaluation of a designed smart micro-grid system in Turkey," *4th Int. Istanbul Smart Grid Congr. Fair, ICSG 2016*, pp. 1–4, 2016.
- [5] Z. Ma, B. N. Jorgensen, and A. Asmussen, "Industrial consumers' acceptance to the smart grid solutions: Case studies from Denmark," *Proc. 2015 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT ASIA 2015*, 2016.
- [6] S. S. Bhalshankar and C. S. Thorat, "Integration of smart grid with renewable energy for energy demand management: Puducherry case study," *Int. Conf. Signal Process. Commun. Power Embed. Syst. SCOPES 2016 - Proc.*, pp. 1–5, 2017.
- [7] M. Chindris, A. Cziker, and A. Miron, "UPQC - The best solution to improve power quality in low voltage weak distribution networks," *Proc. - 2017 Int. Conf. Mod. Power Syst. MPS 2017*, no. February 2015, 2017.
- [8] G. Xiaozhi, L. Linchuan, and C. Wenyan, "Power Quality Improvement for Microgrid in Islanded Mode," *Procedia Eng.*, vol. 23, no. 2009, pp. 174–179, 2011.
- [9] S. Md. Munir and Y. W. Li, "Residential distribution system harmonic compensation using PV interfacing inverter," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 816–827, 2013.
- [10] Y. A. R. I. Mohamed, "Mitigation of dynamic, unbalanced, and harmonic voltage disturbances using grid-connected inverters with LCL filter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 9, pp. 3914–3924, 2011.
- [11] M. Prodanovic, K. De Brabandere, J. Van den Keybus, T. Green, and J. Driesen,

- “Harmonic and reactive power compensation as ancillary services in inverter-based distributed generation,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 3, pp. 432–438, 2007.
- [12] C. Balanuta, I. Vechiu, and G. Gurguiatu, “Improving Micro-Grid Power Quality Using Three-Phase Four- Wire Active Power Conditioners,” *Syst. Theory, Control Comput. (ICSTCC), 2012 16th Int. Conf.*, p. 5, 2012.
- [13] International Energy Agency, “Key World Energy Statistics 2018.”
- [14] ABB Inc., “Energy Efficiency in the Power Grid - Renewable Energy World,” 2007.
- [15] International Electrotechnical Commission, “Efficient Electrical Energy Transmission And Distribution,” Geneve, Switzerland, 2007.
- [16] J. Schonek, “How big are Power line losses?,” 2013. [Online]. Available: <https://blog.schneider-electric.com/energy-management-energy-efficiency/2013/03/25/how-big-are-power-line-losses/>.
- [17] J. E. Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A. Sakis Meliopoulos, Robert Yinger, “Integration of Distributed Energy Resources The CERTS MicroGrid Concept,” *Res. J. Appl. Sci. Eng. Technol.*, vol. 7, no. 1, pp. 91–96, 2014.
- [18] H. Gharavi and R. Ghafurian, “Smart Grid: The Electric Energy System of the Future,” *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 917–921, 2011.
- [19] S. Chattopadhyay, M. Mitra, and S. Sengupta, *Electric Power Quality*. Springer, 2011.
- [20] H. Fujita and H. Akagi, “A practical approach to harmonic compensation in power systems-series connection of passive and active filters,” in *Conference Record of the 1990 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1990, pp. 1107–1112.
- [21] H. M. A. Antunes, S. M. Silva, B. de J. C. Filho, R. V. Ferreira, and T. M. G. Costa, “Connection of a series hybrid filter in isolated microgrid for harmonic compensation,” in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2016, pp. 24–29.
- [22] C. Budeanu, *Reactive and fictitious powers*. Bucharest, Rumania: Inst. Romain de l’Energie, 1927.

- [23] S. Fryze, "Active reactive and apparent powers in electric circuits with distorted voltages and currents," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. XIII, no. 7, pp. 193–203, 1931.
- [24] M. Depenbrock, "The FBD-method, a generally applicable tool for analyzing power relations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 381–387, May 1993.
- [25] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, "Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits," in *Proceedings International Power Engineering Conference*, 1983, pp. 1375–1386.
- [26] IEEE, *IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions*. 2010.
- [27] IEEE, *IEEE Standard dictionary of electrical and electronics terms. ANSI/IEEE Std. 100-1988*. 1988.
- [28] L. S. Czarnecki, "What is wrong with the Budeanu concept of reactive and distortion power and why it should be abandoned," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. IM-36, no. 3, pp. 834–837, Sep. 1987.
- [29] D. Yildirim and E. F. Fuchs, "Commentary on various formulations of distortion power D," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 19, no. 5, pp. 50–52, May 1999.
- [30] J. C. Alfonso Gil, "Contribución a la mejora de los sistemas de medida basados en el IEEE Std 1459-2000," Universitat Politècnica de València, 2010.
- [31] J. C. Alfonso-Gil, S. Orts-Grau, N. Munoz-Galeano, F. J. Gimeno-Sales, and S. Seguí-Chilet, "Measurement System for a Power Quality Improvement Structure Based on IEEE Std.1459," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 62, no. 12, pp. 3177–3188, Dec. 2013.
- [32] A. Cataliotti, V. Cosentino, and S. Nuccio, "A Virtual Instrument for the Measurement of IEEE Std. 1459-2000 Power Quantities," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 57, no. 1, pp. 85–94, Jan. 2008.
- [33] J. J. Tomic, M. D. Kusljevic, and D. P. Marcetic, "An Adaptive Resonator-Based Method for Power Measurements According to the IEEE Trial-Use Standard 1459–2000," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 59, no. 2, pp. 250–258, Feb. 2010.
- [34] A. J. Berrisford, "The harmonic impact project — IEEE-1459 power definitions trialed in revenue meters," in *2018 IEEE International Instrumentation and Measurement*

- Technology Conference (I2MTC)*, 2018, pp. 1–5.
- [35] M. Ahmadi and H. Mokhtari, “A new approach to determine reference current for Shunt Active Power Filters,” in *2012 3rd Power Electronics and Drive Systems Technology (PEDSTC)*, 2012, pp. 156–159.
- [36] S. Orts, F. J. Gimeno Sales, S. Segui Chilet, M. Alcaniz, R. Masot, and A. Abellan, “New Active Compensator Based on IEEE Std. 1459,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 4, no. 1, pp. 38–46, Mar. 2006.
- [37] J. Alfonso-Gil, E. Perez, C. Arino, and H. Beltran, “Optimization Algorithm for Selective Compensation in a Shunt Active Power Filter,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, pp. 1–1, 2014.
- [38] S. Orts-Grau, J. C. Alfonso-Gil, F. J. Gimeno-Sales, and S. Segui-Chilet, “New Resolution of the Unbalance Power According to Std. 1459,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 1, pp. 341–350, Jan. 2010.
- [39] S. Orts, F. J. Gimeno-Sales, A. Abellan, S. Segui-Chilet, M. Alcaniz, and R. Masot, “Achieving Maximum Efficiency in Three-Phase Systems With a Shunt Active Power Compensator Based on IEEE Std. 1459,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 812–822, Apr. 2008.
- [40] E. Hau, *Wind Turbines*, 3rd Ed. Springer, 2013.
- [41] REN21, *Renewables 2018 Global Status Report*. 2018.
- [42] Wind Europe, “Wind energy in Europe in 2018: Trends and statistics,” 2019.
- [43] IRENA, “Renewable power generation costs in 2017,” p. 16, 2018.
- [44] International Electrotechnical Commission, “IEC 61400-2 Wind Turbines - Part 2: Small wind turbines,” 2013.
- [45] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy : Onshore and Offshore Conversion Systems*. John Wiley & Sons, Incorporated, 2014.
- [46] L. G. González Morales, “Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable,” Universitat Politècnica de València, 2011.

- [47] C. H. De Angelo, "Control para máquinas de CA de imanes permanentes con FEM arbitraria, sin sensores mecánicos," p. 150, 2004.
- [48] A. M. Llor, "Control directo de par a frecuencia de conmutación constante de motores síncronos de imanes permanentes," Universidad Carlos III de Madrid, 2003.
- [49] M. R. Patel, *Wind and solar power systems*. Boca Ratón, 1999.
- [50] L. A. Zadeh, "Fuzzy Sets," *Inf. Control*, vol. 8, no. 1, pp. 338–353, 1965.
- [51] B. K. Bose, *Modern power electronics and AC drives*. New Jersey: Prentice Hall, 2002.
- [52] S. Singh and A. N. Tiwari, "Various techniques of sensorless speed control of PMSM: A review," *Proc. 2017 2nd IEEE Int. Conf. Electr. Comput. Commun. Technol. ICECCT 2017*, no. 1, 2017.
- [53] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1398–1409, 2006.
- [54] J. Svensson, "Synchronisation methods for grid-connected voltage source converters," vol. 148, no. 3, pp. 229–235, 2001.
- [55] S.-J. Lee, H. Kim, S.-K. Sul, and F. Blaabjerg, "A Novel Control Algorithm for Static Series Compensators by Use of PQR Instantaneous Power Theory," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 3, pp. 814–827, May 2004.
- [56] G. Saccomando and J. Svensson, "Transient Operation of Grid-connected Voltage Source Converter Under.pdf," pp. 1–6.
- [57] H. Awad, J. Svensson, and M. J. Bollen, "Tuning software phase-locked loop for series-connected converters," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 300–308, 2005.
- [58] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Synchronization Methods for Three Phase Distributed Power Generation Systems. An Overview and Evaluation," in *IEEE 36th Conference on Power Electronics Specialists, 2005.*, pp. 2474–2481.
- [59] X. Yuan, J. Allmeling, W. Merk, and H. Stemmer, "Stationary Frame Generalized Integrators for Current Control of Active Power Filters with Zero Steady State Error for Current Harmonics of Concern under Unbalanced and Distorted Operation Conditions,"

- IEEE Trans.*, vol. 38, no. 2, pp. 2143–2150, 2000.
- [60] R. I. Bojoi, G. Griva, V. Bostan, M. Guerriero, F. Farina, and F. Profumo, “Current Control Strategy for Power Conditioners Using Sinusoidal Signal Integrators in Synchronous Reference Frame,” *IEEE Trans. Power Elec.*, vol. 20, no. 6, pp. 1402–1412, 2015.
- [61] P. Rodríguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre, and F. Blaabjerg, “New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions,” *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, 2006.
- [62] A. Yazdani and R. Iravani, “A Unified Dynamic Model and Control for the Voltage-Sourced Converter,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 3, pp. 1620–1629, 2006.
- [63] R. Pedro, P. Josep, B. Joan, J. I. Candela, P. B. Rolando, and B. Dushan, “Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 584–592, 2007.
- [64] D. Yazdani, A. Bakhshai, G. Joos, and M. Mojiri, “A nonlinear adaptive synchronization technique for single-phase grid-connected converters,” *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, vol. 23, no. 4, pp. 4076–4079, 2008.
- [65] D. Yazdani, A. Bakhshai, G. Joos, and M. Mojiri, “A real-time selective harmonic extraction approach based on adaptive notch filtering,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 226–230, 2008.
- [66] D. Yazdani, A. Bakhshai, and G. Joos, “A real-time sequence components decomposition for transient analysis in grid-connected distributed generation systems,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 1651–1656, 2008.
- [67] P. M. Anderson, *Analysis of faulted power systems*. Wiley-IEEE Press, 1995.
- [68] W. V. Lyon, *Application of the method of symmetrical components*. McGraw-Hill, 1937.
- [69] P. Rodríguez, A. Luna, I. Candela, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “Grid synchronization of power converters using multiple second order generalized integrators,” *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, pp. 755–760, 2008.
- [70] P. Rodríguez, A. Luna, M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “Advanced grid

- synchronization system for power converters under unbalanced and distorted operating conditions,” *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf., no. 2, pp. 5173–5178, 2006.*
- [71] P. Rodriguez, A. Luna, I. Etxeberria, J. R. Hermoso, and R. Teodorescu, “Multiple second order generalized integrators for harmonic synchronization of power converters,” *2009 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2009*, no. 1, pp. 2239–2246, 2009.
- [72] M. A. Hoque and M. A. Rahman, “Speed and position sensorless permanent magnet synchronous motor drives,” in *1994 Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 1994, pp. 689–692.
- [73] M. Naidu and B. K. Bose, “Rotor position estimation scheme of a permanent magnet synchronous machine for high performance variable speed drive,” *Conf. Rec. - IAS Annu. Meet. (IEEE Ind. Appl. Soc., vol. 1992–Janua, pp. 48–53, 1992.*
- [74] K. Shedbalkar, A. P. Dhamangaonkar, and A. B. P. Walchand, “Speed estimation using extended Kalman filter for PMSM,” *Proc. - ICETEEEM 2012, Int. Conf. Emerg. Trends Electr. Eng. Energy Manag., no. 8, pp. 433–435, 2012.*
- [75] Z. Zhang and J. Feng, “Sensorless control of salient PMSM with EKF of speed and rotor position,” *11th Int. Conf. Electr. Mach. Syst. ICEMS 2008*, pp. 1625–1628, 2008.
- [76] P. Vaclavek and P. Blaha, “PMSM position estimation algorithm design based on the estimate stability analysis,” *Proc. - 12th Int. Conf. Electr. Mach. Syst. ICEMS 2009*, pp. 1–5, 2009.
- [77] K. Jinsong, Z. Xiangyun, W. Ying, and H. Dabing, “Study of position sensorless control of PMSM based on MRAS,” *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., no. 3, pp. 1–4, 2009.*
- [78] H. M. Kojabadi and M. Ghribi, “MRAS-based adaptive speed estimator in PMSM drives,” *Int. Work. Adv. Motion Control. AMC*, vol. 2006, no. 1, pp. 569–572, 2006.
- [79] Changsheng Li and M. Elbuluk, “A robust sliding mode observer for permanent magnet synchronous motor drives,” pp. 1014–1019, 2003.
- [80] Yong Feng, Jianfei Zheng, Xinghuo Yu, and Nguyen Vu Truong, “Hybrid Terminal Sliding-Mode Observer Design Method for a Permanent-Magnet Synchronous Motor Control System,” *IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 56, no. 9, pp. 3424–3431, 2009.*
- [81] H. Brandtstädter, “Sliding Mode Control in Electromechanical Systems,” Technische

- Universität München, 2008.
- [82] Y.-S. Han, J.-S. Choi, and Y.-S. Kim, "Sensorless PMSM drive with a sliding mode control based an adaptive speed and a rotor resistance estimator," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 36, no. 5, pp. 3588–3591, 2000.
- [83] A. Cimpoeu, "Encoderless Vector Control of PMSG for Wind Turbine Applications," Aalborg Universitet, 2010.
- [84] L. Malesani and P. Tenti, "A Novel Hysteresis Control Method for PWM Inverters with Constant Modulation Frequency," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 26, no. 1, pp. 88–92, 1990.
- [85] S. S. Chilet, "Contribución a la mejora de la eficiencia y al ahorro energético en instalaciones eléctricas desequilibradas y lineales, con neutro," p. 399, 2004.
- [86] S. Orts-Grau, F. J. Gimeno-Sales, S. Seguí-Chilet, A. Abellán-García, M. Alcaniz, and R. Masot-Peris, "Selective shunt active power compensator applied in four-wire electrical systems based on IEEE Std. 1459," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 2563–2574, 2008.
- [87] A. Mirecki, X. Roboam, and F. Richardeau, "Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 1, pp. 660–670, 2007.
- [88] F. Farahbod, "Telemetry Viewer." [Online]. Available: <https://github.com/farrellf/TelemetryViewer>.

