

**CONTROL POR PLANOS DESLIZANTES DE SEGUNDO ORDEN
PARA UN SISTEMA EÓLICO CON UN GENERADOR DE
INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)**

**JUAN CAMILO ARISMENDI
ANDRES FELIPE CAMELO MUÑOZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2017**

**CONTROL POR PLANOS DESLIZANTES DE SEGUNDO ORDEN
PARA UN SISTEMA EÓLICO CON UN GENERADOR DE
INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)**

JUAN CAMILO ARISMENDI

C.C 1112785075

ANDRES FELIPE CAMELO MUÑOZ

C.C 1087557341

**Trabajo presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Electricista**

Director

Ph. D. EDUARDO GIRALDO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA**

2017

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	IV
INTRODUCCIÓN	V
JUSTIFICACIÓN	VI
OBJETIVOS	VII
Objetivo general	VII
Objetivos específicos	VII
1.GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA TURBINA EÓLICA	1
1.1 Recurso energético del viento	3
1.2 La turbina eólica.....	6
1.2.1 Principio de funcionamiento	7
1.2.2 Par y potencia desarrollados	12
1.2.3 Zonas de operación, control y desempeño	13
1.3 Generación Sincrónica trifásica	15
1.3.1 Sistemas de frecuencia constante y <i>pitch</i> fijo	15
2. CONTROL POR MODOS DESLIZANTES	22
2.1 Modos deslizantes de primer orden	23
2.1.1 Método de Filippov	25
2.1.2 Método del control equivalente	26
2.2 Modos deslizantes de segundo orden 2-MD.....	28
2.2.1 Problema general 2-MD.....	28
2.2.2 Enfoque por Lyapunov.....	29

3. CONTROL DESLIZANTE 2-MD PARA EL AEROGENERADOR	30
.....	30
3.1 Modelado del sistema.....	30
3.2 Diseño del controlador	34
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	37
4.1 Modelo de la simulación para el DFIG	37
4.2 Análisis de resultados.....	46
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	48
5.1 Conclusiones	48
5.2 Recomendaciones.....	49
6. BIBLIOGRAFIA.....	50

Nota de aceptación:

Firma de Jurado

Pereira, Risaralda. 02 de Junio del 2017

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres, por apoyarnos en cada momento de nuestras vidas, por brindarnos la oportunidad de desarrollo personal y profesional, por las madrugadas día a día para que nunca nos faltara nada. Todo se lo debemos a ellos.

A nuestro tutor Eduardo Giraldo, por su paciencia y confianza que tuvo durante este proceso. Agradecemos sus enseñanzas en sus cursos de control, la colaboración y el tiempo dedicado para nosotros. Por brindarnos tan fascinante tema de investigación.

Al profesor Ángelo, por su constante colaboración en la parte de las simulaciones, su paciencia y disposición cada día de consulta.

A Clarita, Pachito, Didier, nuestros amigos y a todos aquellos que se nos escapan, pero que de una u otra forma nos brindaron un aporte para nuestro desarrollo personal.

Finalmente, agradecemos a nuestra Universidad y todos aquellos profesores del programa de Ingeniería eléctrica que han hecho de nosotros mejores personas.

INTRODUCCIÓN

El consumo de energía eléctrica tanto a nivel nacional como mundial ha presentado gran aumento en los últimos años incrementando la construcción de centrales de generación que operan a base de combustibles fósiles, las cuales emiten gran cantidad de CO₂. Teniendo en cuenta que este proceso es altamente contaminante, se busca generar alternativas eficientes que cumplan los requisitos necesarios del sistema eléctrico como lo son la eficiencia, la confiabilidad y la no contaminación, una de estas alternativas, es la generación con turbinas eólicas, las cuales poseen una fuente inagotable, no contaminante y de libre acceso. Esta alternativa ha crecido en las últimas décadas debido al avance técnico que ha permitido la disminución de los costos de inversión y el aumento de la capacidad de generación por kWh. Aunque hay que tener en cuenta que la utilización del viento como fuente primaria en la generación de energía eléctrica puede traer inconvenientes, puesto que la velocidad del viento es variable cada hora del día o por época del año durante los periodos de generación, esto causa una limitante al momento de conectar la turbina a la red donde no se logra un comportamiento óptimo en términos de eficacia. Debido a que el flujo de potencia entre el generador y la red no permanece constante por las alteraciones del viento, lo que lleva a variaciones del voltaje y frecuencia, los cuales son variables que deben permanecer en valores fijos impuestos por la red a la cual está conectado. Por lo tanto en los últimos años se ha venido trabajando con generadores de inducción doblemente alimentados o Doubly Fed Induction Generator (DFIG), los cuales pueden trabajar a velocidades variables evitando el estrés mecánico de la máquina y permitiendo un incremento en la energía capturada; además poseen un convertidor back to back que permite una regulación sobre el voltaje y la frecuencia, el flujo de potencia reactiva hacia la red y mantiene constante el voltaje en terminales del generador.[20]

Teniendo en cuenta que la principal desventaja de las turbinas eólicas es la fluctuación de la velocidad del viento, se requiere un sistema de control que haga que su eficiencia alcance un punto óptimo de rendimiento. Los sistemas de control aseguran que la operación sea correcta en cuanto

trabaje bajo condiciones normales o se presenten perturbaciones, además el control implementado debe garantizar una eficacia mayor en términos de la generación de energía eléctrica descartando la velocidad de la turbina y adaptando la velocidad del rotor a las variaciones de la velocidad del viento con el fin de lograr una mayor cantidad de energía generada.

En la actualidad existen diferentes esquemas de control como el controlador PI, controlador LQG, controlador robusto HINF, etc. Uno de los esquemas más usados en sistemas de generación es el controlador PI donde aplican algoritmos que optimizan el desempeño del generador, aunque presenta la desventaja de no recibir la mayor cantidad de energía posible proveniente del viento. Por lo tanto se propone la técnica de control por planos deslizantes de segundo orden con el objetivo de llevar al sistema al estado deseado.

JUSTIFICACIÓN

La implementación de controladores convencionales acoplados a las turbinas de generación eólica, no han logrado obtener la eficacia deseada en la maximización de potencia producida por el generador, esto se presenta por las incertidumbres del sistemas, limitantes en la extracción de potencia tanto mecánicas como eléctricas, por lo cual la generación mediante sistemas eólicos no presenta los resultados deseados.

El controlador por planos deslizantes de segundo orden o 2-MD, es un método de control que actúa en tiempo discreto presentando buenas respuestas ante sistemas multivariantes y fluctuantes en el tiempo.

Entre las razones que han motivado al desarrollo de los 2-MD se pueden destacar dos principales; la primera corresponde a la atenuación del fenómeno de *chattering* característico de los controladores de modo deslizantes convencionales (este se presenta cuando la frecuencia de conmutación no es infinita como sucede en cualquier implementación práctica); mientras que la segunda es que dispone de métodos de control

robustos frente a perturbaciones externas debidas a grandes ráfagas de viento y a incertidumbres del sistema asociadas directamente con el generador.

OBJETIVOS

Objetivo general

Diseñar un controlador por planos deslizantes de segundo orden para un sistema multivariable basado en un generador de inducción doblemente alimentado para un sistema de generación eólico.

Objetivos específicos

- Implementar un controlador de planos deslizantes para una turbina eólica.
- Expandir el control de la turbina eólica a todas y cada una de las turbinas de un parque eólico.
- Analizar y comparar los resultados obtenidos del control de planos deslizantes en el parque eólico, con el control ya establecido por un sistema proporcional integral derivativo (PID).

1.GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA TURBINA EÓLICA

Una turbina eólica o aerogenerador es un dispositivo que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica, para finalmente ser transformada en energía eléctrica. Básicamente, su funcionamiento consta de unas hélices impulsadas por el viento, las cuales se encargan de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación, la cual luego será convertida en energía eléctrica por medio de un generador acoplado mecánicamente a la turbina.[1] Esto se logra a través una caja de engranajes multiplicadora que se encargan de aumentar la velocidad de rotación de alrededor de 20 r.p.m en el eje de la turbina a 1500 ó 1800 r.p.m en el eje del generador. La energía eléctrica luego puede ser entregada a la red por medio de un transformador de potencial. En la actualidad las turbinas eólicas más usadas son las de eje horizontal con dos o tres palas, por cuestiones de eficiencia, comportamiento mecánico y reducción de costos.

En la Figura 1.1 se muestra el esquema general de un aerogenerador de eje horizontal indicando las partes más relevantes que conforman el mismo y detallando las partes internas que componen la góndola.

El generador, la caja de engranajes multiplicadora y demás dispositivos se encuentran ubicados en la parte superior de la torre en una góndola, la cual tiene una altura típicamente del valor del diámetro de las hélices, pero a menudo el largo total de la torre depende de la ubicación geográfica y es un criterio de diseño. Esta torre debe estar diseñada no solo para soportar el peso de la góndola y las hélices, sino también las grandes cargas estáticas que se generan sobre las palas por la velocidad del viento. En la gran mayoría de casos la hélice se sitúa en la parte delantera de la góndola de frente al viento como se muestra en la figura, pero pueden existir diseños donde se sitúa en la parte trasera de la torre. Es tarea común realizar mediciones de la velocidad del viento a través de una veleta y un

anemómetro, los cuales se pueden ubicar en la parte superior de la góndola como se muestra en el esquema general.

La orientación de la turbina respecto a la dirección en que sopla el viento y el ángulo de inclinación que presentan las palas al paso del mismo, está fuertemente relacionada con la cantidad de potencia extraída del mismo, es por esto, que generalmente se cuenta con ciertos sistemas que controlan estos aspectos. De esta manera, el sistema de orientación o de seguimiento mostrado en el esquema es el encargado de rotar el conjunto formado por la góndola y la

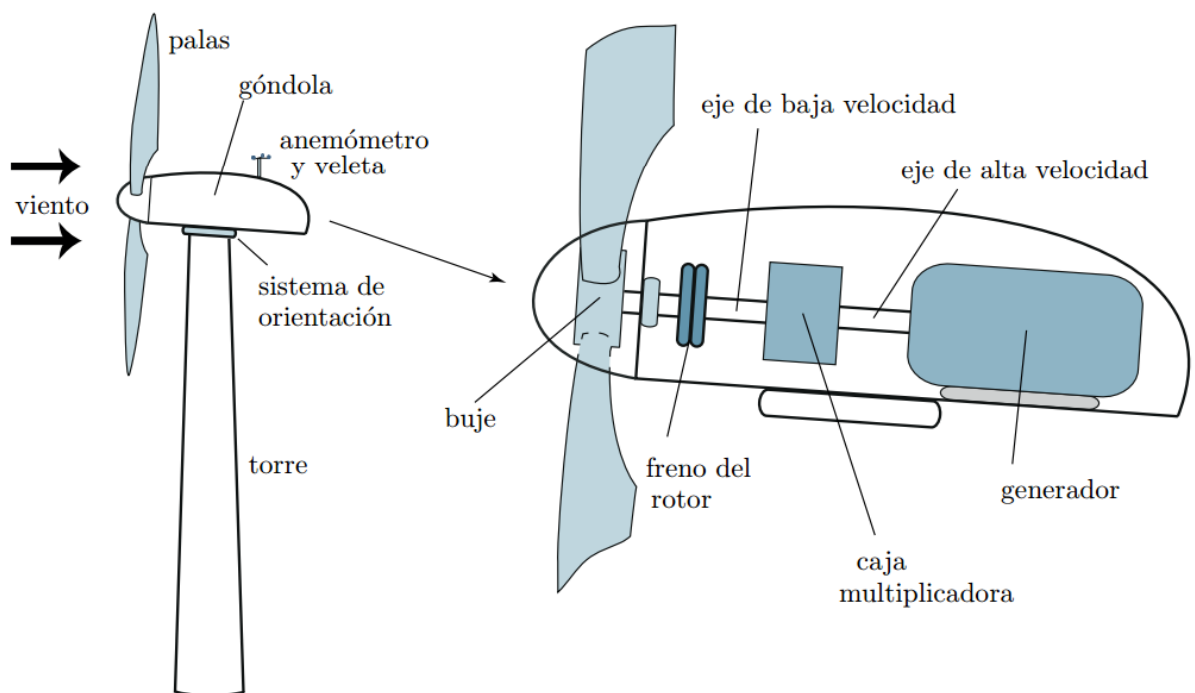


Figura 1.1: Esquema general de un aerogenerador.[20]

hélice, ubicándolo de frente al viento. Por otra parte, el buje puede tener ciertos motores que permiten cambiar el ángulo de inclinación de paso de las palas con que enfrentan al viento.

Dentro de la góndola también se encuentran mecanismos de seguridad con el fin de prevenir los daños a la turbina, como por ejemplo el sistema de frenado que permite limitar la velocidad en casos extremos. Por último,

de esta breve descripción de funcionamiento de los aerogeneradores, debe aclararse que la caja de engranajes multiplicadora puede llegar a no ser necesaria dependiendo del tipo de generador y de la configuración empleada.[2]

1.1 Recurso energético del viento

Los vientos son movimientos de grandes cantidades de masa de aire producidos por la rotación de la tierra y la diferencia de temperaturas de que se producen en la atmósfera por el calentamiento solar, provocando movimiento de aires de las zonas de mayor presión a las zonas de menor presión.

El viento ha sido usado por el ser humano a lo largo de la historia, primeramente en las navegaciones, luego como fuente de energía mecánica para mover grandes molinos, y finalmente en el siglo XIX como fuente de energía eléctrica. Una de sus más grandes características es su variabilidad tanto temporal como espacial. Teniendo en cuenta esto se hace necesario el conocimiento detallado de dichas características y particularidades, ya que la potencia extraída del viento como energía depende del cubo de su velocidad.

Respecto a la variabilidad temporal y espacial de los vientos, se tienen globales, regionales o locales. Los vientos globales se presentan debido a la rotación de la tierra y a la presencia de calentamiento de la atmósfera por la radiación solar haciéndose más intenso en la zona ecuatorial y en zonas que se encuentran en periodo diurno, donde las masas de aire se desplazan siguiendo el movimiento de rotación de la tierra influenciadas por la fuerza de coriolis y desplazándose a las superficies terrestres con áreas más frías. Los vientos regionales, se presenta a escalas menores, dados por la distribución de la tierra, de los mares y las grandes variaciones del relieve, como las montañas, valles y ríos. por último a escalas más pequeñas los vientos locales están determinados por la topografía local, tales como variaciones del terreno y presencia de obstáculos.

Respecto a la variabilidad temporal, la cantidad de viento en determinada región puede ser diferente de un año a otro, inclusive tras periodos de décadas o períodos más largos. Las variaciones a largo plazo no son muy conocidas en general, aunque suele asociarse a fenómenos climáticos naturales globales como “el niño” o acontecimientos particulares como erupciones de volcanes. Realizar una buena caracterización del viento en estas escalas temporales, permitirá realizar un cálculo más exacto acerca de la viabilidad económica al momento de la construcción de granjas eólicas.

Una caracterización de la distribución de la energía disponible en el viento según las diferentes escalas de tiempo puede obtenerse a través del espectro de potencia de Van der Hoven. Es interesante saber que los espectros correspondientes a sitios diferentes en esencia presentan grandes rasgos característicos similares. En la Figura 1.2 se muestra la forma esquemática de un espectro característico. Éste muestra el producto entre la frecuencia (ω) y la densidad espectral de potencia de la velocidad horizontal del viento a nivel del suelo ($S_v(\omega)$), en función de la frecuencia. En el eje horizontal se observa los ciclos por hora y el período correspondien en horas en escala logarítmica. [3]

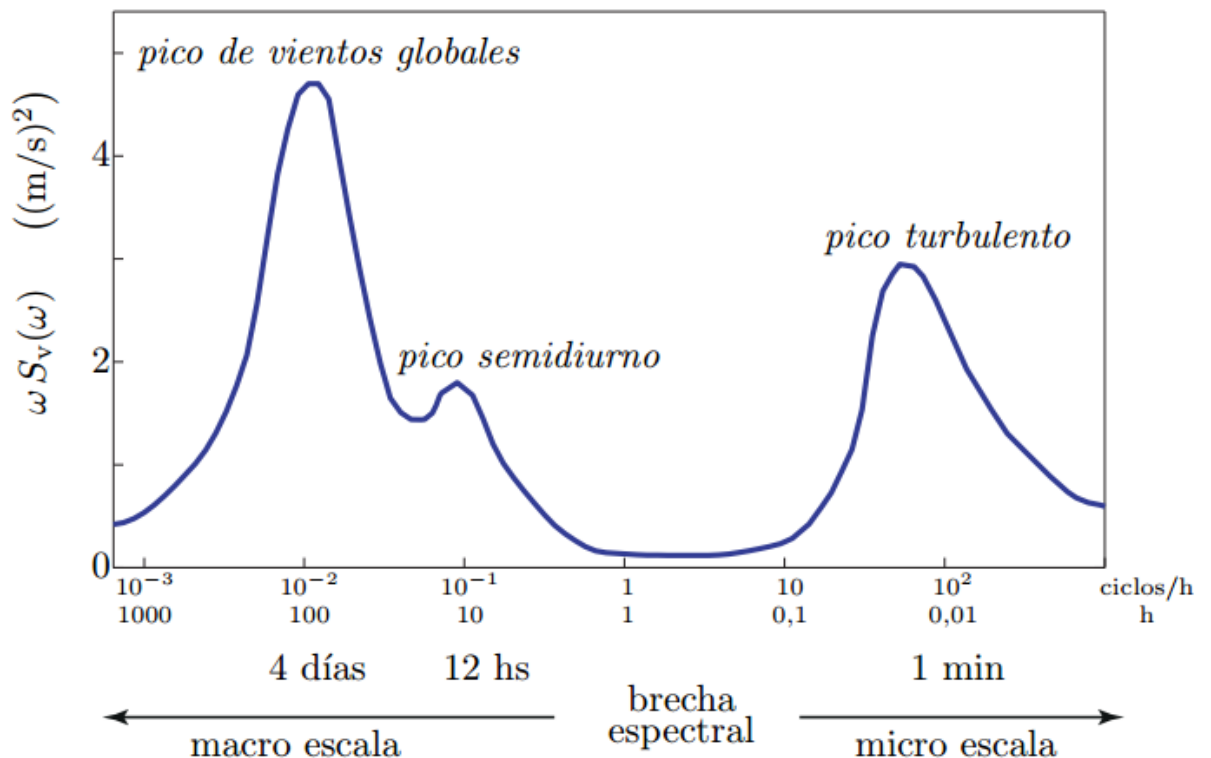


Figura 1.2: Espectro de la velocidad horizontal del viento. [20]

En dicho esquema se puede observar la presencia de dos grandes picos donde se concentra la energía, uno cerca de 10^{-2} ciclos por hora y otro cerca de 50 ciclos por hora. Entre los dos picos descritos se encuentra la brecha espectral de baja energía, indicando la ausencia de procesos físicos que generen movimientos de aire en tal banda de frecuencias, correspondientes a períodos que van entre los 10 minutos y las 2 horas. [3]

La existencia de esta brecha en el espectro de Van der Hoven y la concentración de la energía en dos zonas totalmente diferentes, permite caracterizar la velocidad del viento en dos términos que me representan en forma separada las variaciones lentas y las rápidas.

$$v(t) = V_m(t) + V_t(t) \quad (1.1)$$

El término $V_t(t)$ representa a la turbulencia e incluye el flujo de micro escala, por lo que su valor medio es nulo. El flujo de macro escala aparece como cambios lentos en el término $V_m(t)$, que responde al viento medio y es esta componente de frecuencia baja la que permite caracterizar un sitio desde el punto de vista energético.

La componente de viento medio suele modelarse empleando la distribución de probabilidad de Weibull: [4]

$$f_{V_m}(v_m) = \frac{k}{c} \left(\frac{v_m}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_m}{c}\right)^k} \quad (1.2)$$

donde k y c se denominan coeficiente de forma y coeficiente de escala de la distribución y deben ajustarse para cada sitio en particular.

Las variaciones rápidas de la velocidad del viento se modelan a través de la componente de turbulencia, para la cual existen varias descripciones. una de las más populares es la de Von Karman, que expresa la densidad espectral de potencia de esta variable como: [5]

$$S_{v_t v_t}(\omega) = \frac{0,475 \sigma_t^2 L / V_m}{\left(1 + \left(\frac{\omega L}{V_m}\right)^2\right)^{5/6}} \quad (1.3)$$

donde ω es la frecuencia, σ_t la desviación estándar respecto de la media y L se denomina longitud de turbulencia, dependiente de la rugosidad del suelo y, por lo tanto, de cada sitio en particular.

1.2 La turbina eólica

Existe una gran cantidad de tipos de turbinas eólicas con diferencias en la estructura, en la capacidad de generación, en la capacidad de control, en el diseño, etc. En base a estos factores se pueden clasificar de diferentes formas:

- Según el número de palas.
- Según la disposición del eje del rotor: Horizontal o vertical.
- De acuerdo a su potencia:
 - Micro potencia: Menores a 10 kW.
 - Pequeña potencia: entre 10 y 100 kW.
 - Mediana potencia: entre 100 y 500 kW.
 - Gran potencia: mayores a 500 kW.
- Según la relación entre el área de las palas y el área barrida por las mismas. (Solidez)
- De acuerdo a la manera de controlar la potencia máxima:
 - Stall pasivo: Las palas están diseñadas para entrar en pérdida para velocidades de viento muy grandes.
 - Pitch pasivo: Las palas poseen un control mecánico que se encarga de rotarlas sobre sus ejes.
 - Control del ángulo de pitch (activo), por dos métodos:
 - pitch to feather (se aumenta el ángulo de pitch).
 - pitch to stall, también conocido como stall activo (reducción del ángulo pitch).

Debido a que las turbinas eólicas más comunes son las de eje horizontal de dos o tres palas por razones como su eficiencia y su tamaño, se explicará en detalle su principio de funcionamiento.

1.2.1 Principio de funcionamiento

Las turbinas eólicas se encargan de extraer cierta parte de la energía cinética del viento, transformándola en energía mecánica rotacional. Una buena descripción de dicho proceso es suponer que únicamente la masa del aire que atraviesa la turbina es modificada. De esta forma, se puede analizar la masa de aire involucrada de manera separada de la masa de aire que no atraviesa por el área barrida por la turbina. Así, se puede llegar a marcar el contorno de la superficie del aire afectado y hacer una hacia adelante y hacia atrás de la hélice, formando un tubo de flujo como se muestra en la Figura 1.3. [2]

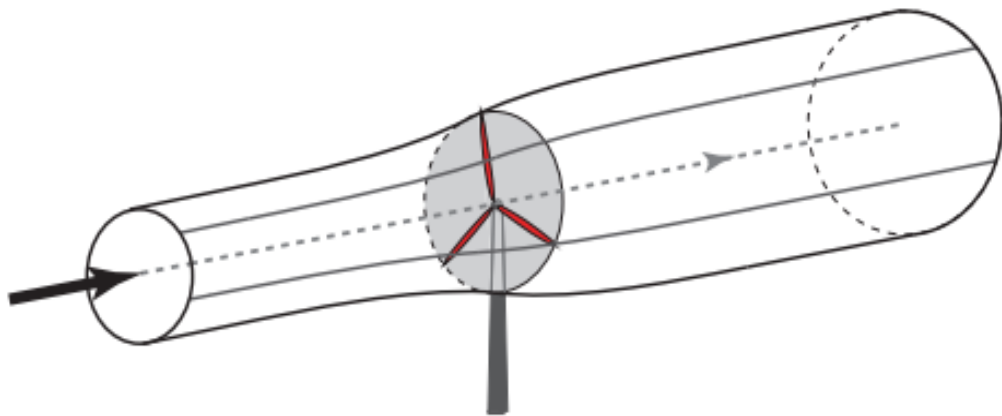


Figura 1.3: Tubo de flujo correspondiente a la masa de aire afectada. [20]

El estudio aerodinámico de este tubo de flujo permite analizar las diferentes fuerzas que desarrolla la turbina. Existen dos diferentes modelos que describen la naturaleza de estas fuerzas a partir de diversos enfoques, tales como, el modelo del disco actuador y el modelo del elemento de pala.

Modelo del disco actuador

Este primer modelo muestra de una forma simple el proceso de extracción de la energía del viento y determinar el límite superior de la eficiencia teórica que se obtiene de una turbina eólica, conocido como el límite de Betz.

Este modelo considera un flujo de aire incompresible, es decir, un caudal constante durante el proceso de extracción de la energía mediante una turbina genérica sin diseño específico, llamado disco actuador. La presencia de este disco durante el paso del viento hace que la velocidad disminuya en la parte trasera de este, por lo tanto, dado que la variación del flujo de aire debe mantenerse constante, la sección del tubo de flujo previa al disco tiene un área menor a la de este, y mayor que ambas la sección trasera al disco. El comportamiento descrito se muestra en la Figura 1.4 y se obtiene la igualdad (1.4).[6]

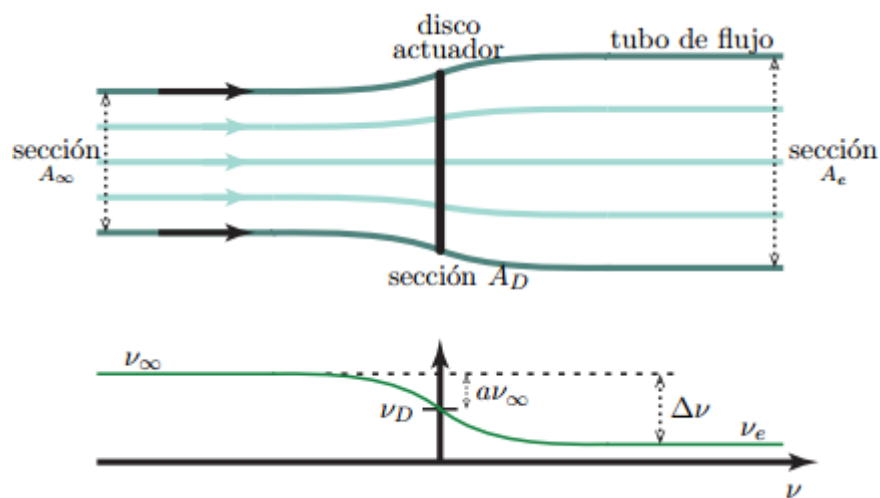


Figura 1.4: Tubo de flujo y disco actuador. [20]

$$A_\infty v_\infty = A_D v_D = A_e v_e \quad (1.4)$$

El disco actuador ejerce una fuerza sobre la masa de aire que lo cruza, provocando una disminución de su velocidad. La velocidad al cruzar suele expresarse en función de un factor a , conocido como factor de interferencia del flujo:

$$v_D = v_\infty - av_\infty = v_\infty(1 - a) \quad (1.5)$$

De esta manera, la fuerza desarrollada por el disco actuador y la potencia extraída del viento por este mismo, pueden expresarse de la siguiente manera:

$$F_D = 2\rho A_D v_\infty^2 a(1 - a) \quad (1.6)$$

$$P_D = F_D v_D = 2\rho A_D v_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (1.7)$$

Luego, dado que la potencia cinética del viento que atraviesa un área A_D a velocidad v_∞ es:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_D v_\infty^3 \quad (1.8)$$

se define el coeficiente de potencia de la turbina como el cociente entre la potencia extraída por el disco y la potencia disponible en el viento:

$$C_p \triangleq \frac{P_D}{P_v} = \frac{2\rho A_D v_\infty^3 a(1 - a)^2}{\frac{1}{2} \rho A_D v_\infty^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (1.9)$$

En la Figura 1.5 se puede observar la variación del coeficiente de potencia en función del factor de interferencia de flujo a , donde puede verse que la curva presenta un valor máximo que ocurre para $a = 1/3$ denominado *límite de Betz*:

$$C_{p\text{máx}} = \frac{16}{27} \approx 0,593 \quad (1.10)$$

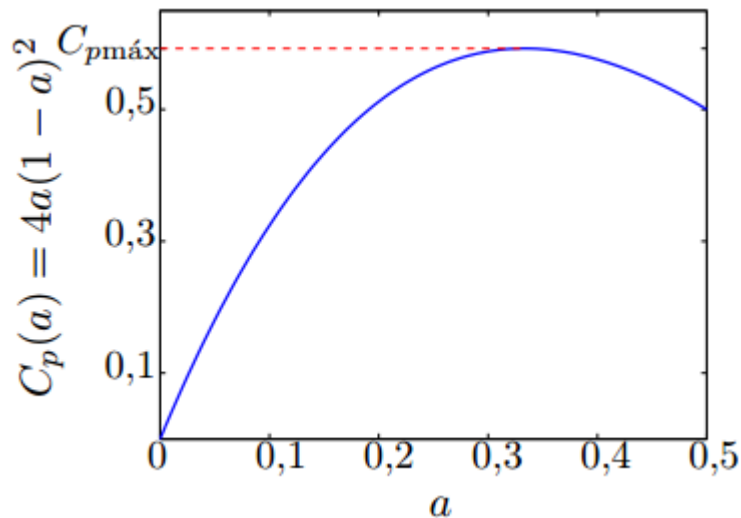


Figura 1.5: Coeficiente de una turbina en función de a . [20]

El límite de Betz establece que la potencia máxima que puede extraerse del viento nunca puede superar el 59,3% de la que este posee intrínsecamente y es un término general para cualquier turbina, independiente de su diseño.[2]

Modelo del elemento de pala

El modelo del elemento de pala se apoya en el estudio de las fuerzas a las que es sometido cada elemento radial de ancho infinitesimal de las palas, desarrollando expresiones para las fuerzas de empuje y de resistencia aerodinámicas, para el par desarrollado por la turbina y para la potencia extraída del viento. Para ello, el área del tubo del tubo de flujo barrida por las palas es dividida en anillos concéntricos de longitud radial infinitesimal y se considera que cada uno de ellos pueden ser estudiados de manera independiente. En la Figura 1.6 puede observarse la sección transversal de un elemento de pala, donde se pueden obtener la velocidad del flujo de aire relativa v_{rel} , la cual es el resultado de sumar vectorialmente sus componentes, la velocidad del viento que llega de forma perpendicular al disco actuador v_D y la velocidad tangencial con que gira la pala V_{rot} . En el gráfico se indica también el ángulo que forma con el plano de rotación ϕ , el ángulo de ataque o de incidencia α y el ángulo de paso o de *pitch* β . [6]

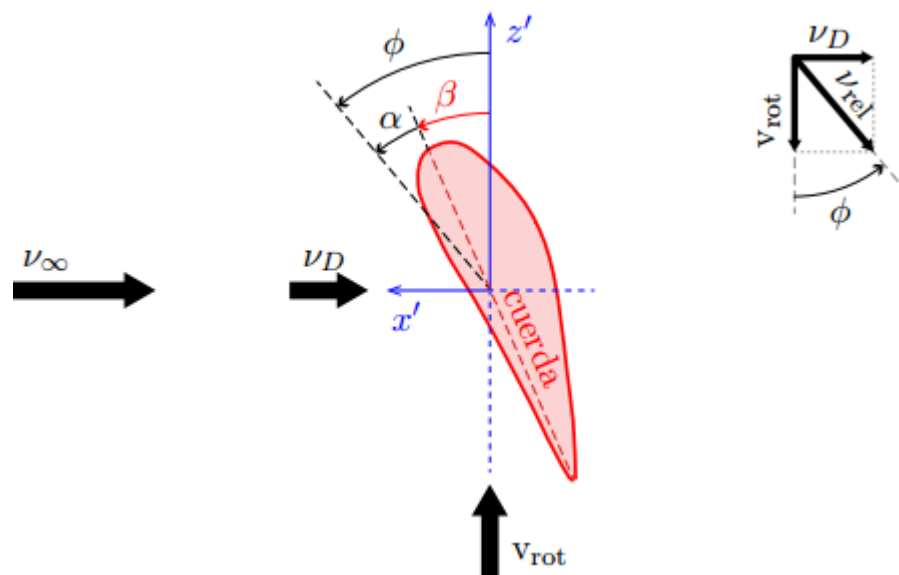


Figura 1.6: Velocidad del flujo de aire respecto al elemento de pala. [20]

En la Figura 1.7 se puede observar las fuerzas resultantes debido a la diferencia de presión generada por el flujo de aire, estas son conocidas como fuerza de sustentación f_s y fuerza de arrastre o resistencia f_A . Estas a su vez se pueden descomponer de forma tangencial y perpendicular, donde la primera es la encargada de desarrollar el torque de rotación que luego se transformará en trabajo útil f_{rot} , por otra parte la componente perpendicular es una fuerza de empuje y deberá ser soportada por el rotor y la estructura de la turbina f_E .

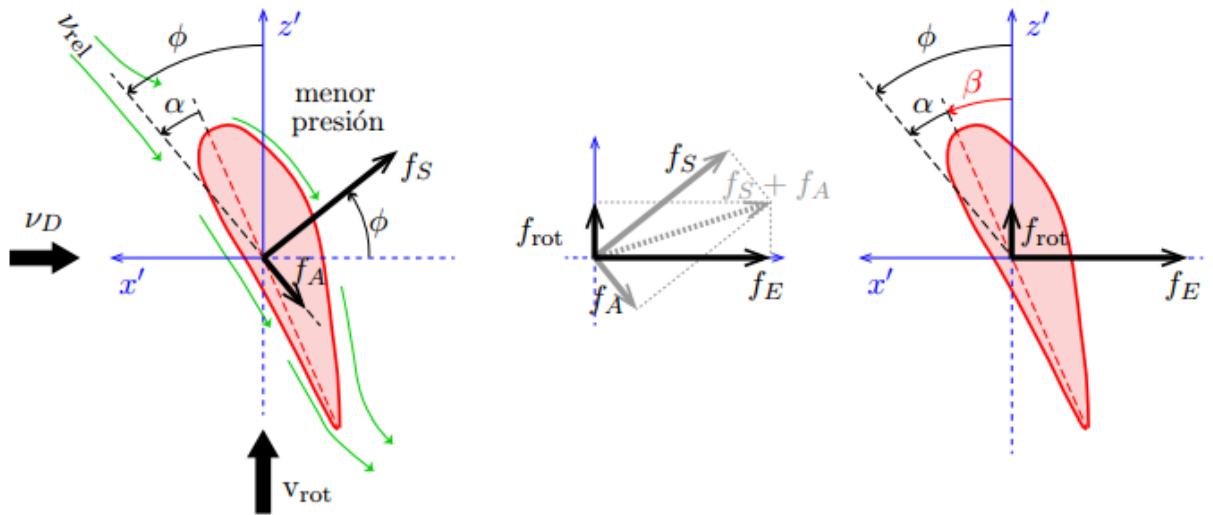


Figura 1.7: Fuerzas que actúan sobre un elemento de pala. [20]

Las fuerzas de sustentación y arrastre por unidad de longitud suelen expresarse en función de los coeficientes de sustentación y arrastre, C_L y C_D respectivamente, ambos en función del ángulo de ataque α .

$$f_s = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c N C_L(\alpha) \quad (1.11)$$

$$f_A = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c N C_D(\alpha) \quad (1.12)$$

donde c es el largo de la cuerda y N el número de palas de la turbina. Las expresiones para las fuerzas de empuje y de rotación, pueden obtenerse a partir de las anteriores: [2]

$$f_E = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c N (C_L(\alpha) \cos \phi + C_D(\alpha) \sin \phi) \quad (1.13)$$

$$f_{rot} = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c N (C_L(\alpha) \sin \phi + C_D(\alpha) \cos \phi) \quad (1.14)$$

1.2.2 Par y potencia desarrollados

Teniendo en cuenta los efectos al calcular la velocidad del aire relativa, pueden obtenerse expresiones para el par útil desarrollado por la turbina y la potencia extraída del viento por esta. Ambas expresiones suelen escribirse en función de coeficientes adimensionales de par y potencia, C_t y C_p respectivamente:

$$T_r = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_t(\lambda, \beta) v_\infty^2 \quad (1.15)$$

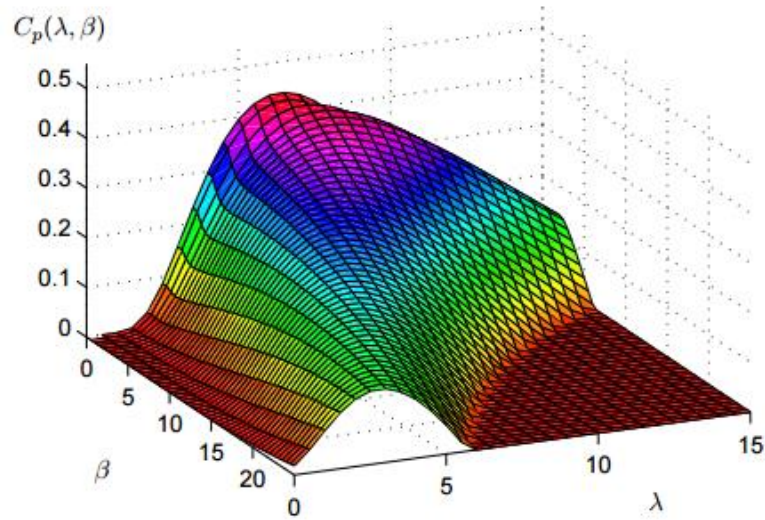
$$P_t = C_p(\lambda, \beta) P_v = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v_\infty^3 \quad (1.16)$$

donde $A_D = \pi R^2$ y λ es el denominado coeficiente de punta de pala, que se define como la relación entre la velocidad tangencial de rotación en la punta de las palas y la velocidad del viento:

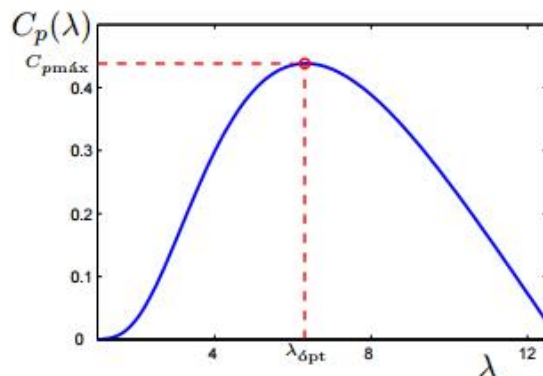
$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{v_\infty} \quad (1.17)$$

siendo Ω_t la velocidad angular con que giran las palas.

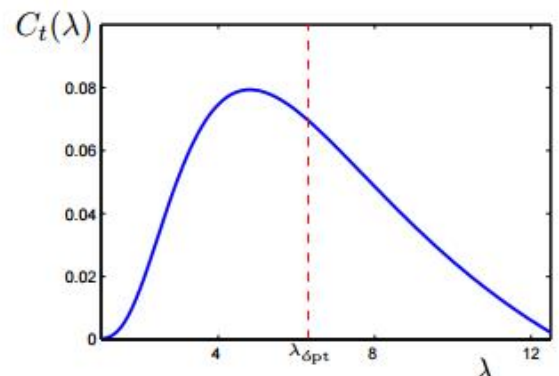
En la Figura 1.8a se observa la variación típica del coeficiente de potencia para una turbina de ángulo de paso variable y en las Figuras 1.8b y 1.8c se muestran ambos coeficientes, de potencia y par, para una turbina de *pitch* fijo ($\beta=0$).



(a) $C_p(\lambda, \beta)$.



(b) $C_p(\lambda)$, *pitch* fijo ($\beta = 0$).



(c) $C_t(\lambda)$, *pitch* fijo ($\beta = 0$).

Figura 1.8: Variaciones típicas de los coeficientes de potencia y par. [20]

1.2.3 Zonas de operación, control y desempeño

La curva ideal de potencia de una turbina eólica determina la estrategia de operación ideal, esta curva relaciona la cantidad de potencia que podría extraerse según la velocidad del viento, teniendo en cuenta factores económicos y físicos. La Figura 1.9 muestra la curva de potencia disponible, la curva ideal de potencia de una turbina y las zonas de operación. Existen cuatro zonas de operación definidas por los límites de velocidades inferior v_{ci} y superior v_{cs} .

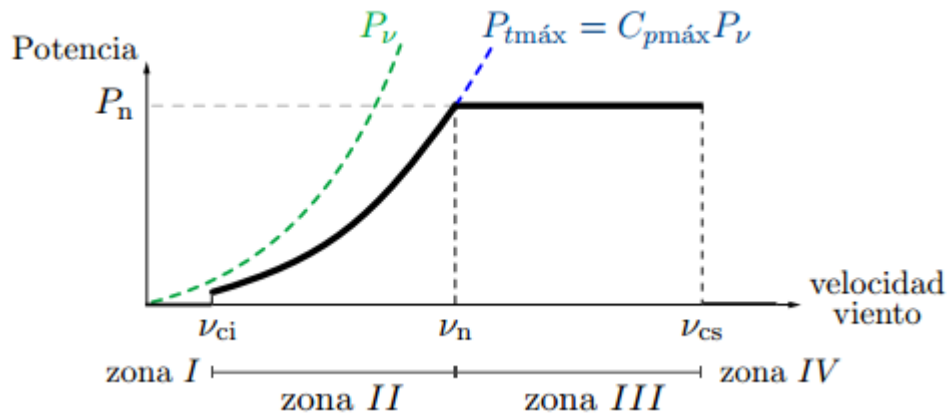


Figura 1.9: Zonas de operación y curva ideal de potencia. [20]

La zona I y IV, son zonas donde la potencia generada es nula, están definidas por encontrarse por debajo de la velocidad inferior y por encima de la velocidad superior respectivamente. dentro del rango útil de operación se encuentran las zonas II y III, la primera es conocida como la zona de carga parcial, comprendida entre la velocidad de corte inferior y la velocidad nominal del viento v_n , por último la zona III o la zona de plena carga está comprendida entre la velocidad nominal del viento y la velocidad de corte superior.

El desempeño de una turbina eólica puede ser caracterizado de acuerdo a la manera en la que varía la potencia y la fuerza de empuje desarrollados con la velocidad del viento y otros parámetros.

Para lograr tener incidencia sobre el desempeño de una turbina es necesario aplicar un control sobre esta. En un principio este tipo de control era mecánico y su objetivo era asegurar la vida útil y la operación sin riesgos de la turbina, limitando la potencia y la velocidad bajo condiciones anormales. Luego, con la ampliación del uso de aerogeneradores y su expansión en tamaño y potencia, fue necesario la evolución de los sistemas de control, haciéndose cada vez más sofisticados y eficientes. ya no solo se busca mantener la turbina operando de forma segura sino que se trata de minimizar los costos de energía producida, mejorando la calidad y eficiencia en la conversión de potencia, garantizando buenos estándares de calidad de energía en el caso de conexión con la red. Estos objetivos están

relacionados entre sí de forma conflictiva, por lo que es necesario plantear una solución donde se logre un equilibrio de estos.

1.3 Generación Sincrónica trifásica

En los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE), el componente encargado de realizar dicha función es el generador, que convierte la energía mecánica extraída del viento en energía eléctrica que luego será utilizada en alguna red de distribución o empleada de manera aislada en instalaciones de sistemas híbridos.

Existen diferentes tipos de generadores usados en estos sistemas de conversión, donde pueden mencionarse tanto generadores síncronos como asíncronos o de inducción. Entre los generadores de inducción, principalmente los compone los jaula de ardilla (SCIG, por sus siglas en inglés), los de rotor bobinado (WIG, por sus siglas en inglés) con control del resbalamiento a través de la resistencia de rotor y los doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés). Por otra parte existen los generadores de corriente continua, los cuales son pocamente usados en este tipo de aplicaciones debido a problemas de confiabilidad. [7]

Según los diferentes tipos de funcionamiento posibles, los SCEE se pueden clasificar en sistemas de frecuencia constante o variable, de velocidad constante o variable, y de ángulo de *pitch* fijo o variable, en sus distintas combinaciones.

1.3.1 Sistemas de frecuencia constante y *pitch* fijo

Los SCEE que operan a frecuencia constante y ángulo de *pitch* fijo poseen diferentes configuraciones, cada una de ellas con características particulares, según posean o no la capacidad de operar a velocidad variable. En sistemas en los que la velocidad es variable se emplean más comúnmente generadores síncronos acompañados de electrónica de potencia, que permiten el desacople parcial o total de la red eléctrica.

Mientras que en sistemas donde la velocidad permanece constante, la velocidad de rotación es impuesta generalmente por la red a la cual esté conectada, en estos sistemas generalmente se usan los generadores de inducción, los cuales son utilizados en sistemas de ambos tipos.[8]

Sistemas de velocidad constante

Como se había mencionado anteriormente, en los SCEE de velocidad constante es más común emplear generadores de inducción. En este tipo de sistemas el generador es conectado a través de un transformador a la red eléctrica, donde independientemente de la velocidad del viento, la velocidad del generador está impuesta por la frecuencia de la red y por el número de pares de polos que lo compongan. La forma esquemática de la estructura general de este tipo de sistemas se muestra en la Figura 1.10.

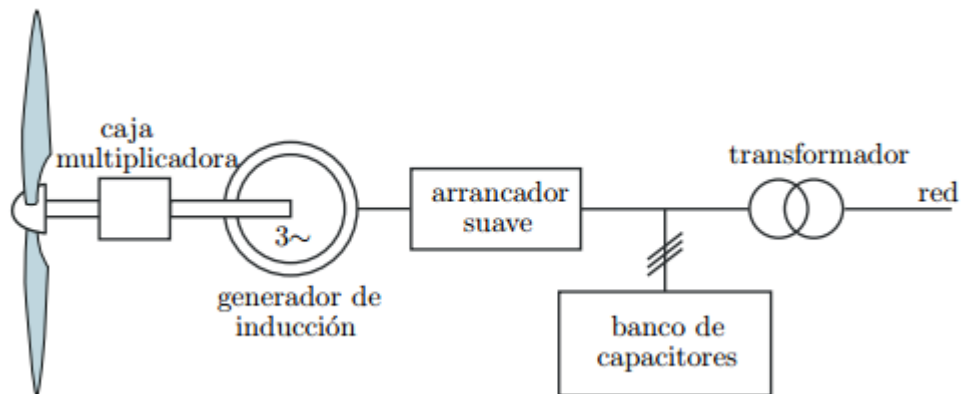


Figura 1.10: Esquema estructural de un SCEE de velocidad constante. [20]

Las ventajas que presentan los SCEE de velocidad constante es que son pocos costosos, son confiables y no requieren de mecanismos de sincronización. Sin embargo, requieren estar conectados a una red bastante fuerte para así garantizar una operación estable. Por otra parte, el operar a velocidad constante presenta dos desventajas principales, por un lado limita la capacidad de control, impidiendo que se extraiga la máxima potencia posible del viento, y por otro, no posee la capacidad de mitigar los esfuerzos mecánicos debido a las ráfagas de viento, los cuales repercuten en el sistema de transmisión provocando fluctuaciones eléctricas

en la red. Adicionalmente, los generadores de inducción requieren de grandes corrientes de arranque, siendo necesario un arrancador suave, demandando potencia reactiva de la red, por lo que se hace indispensable el uso de compensadores de potencia activa, generalmente bancos de capacitores.

Debe aclararse que, emplear la denominación de SCEE de velocidad constante, no es tan estricta, ya que esta puede presentar variaciones entre el 1% y el 2% de su velocidad nominal. En dichos sistemas es común el uso de SCIG, los cuales son mecánicamente simples, presentan poco costo de mantenimiento y tienen una alta eficiencia. En la Figura 1.11 se puede observar que la máxima eficiencia de conversión puede obtenerse para una única velocidad de viento (o un rango de variación muy pequeño).

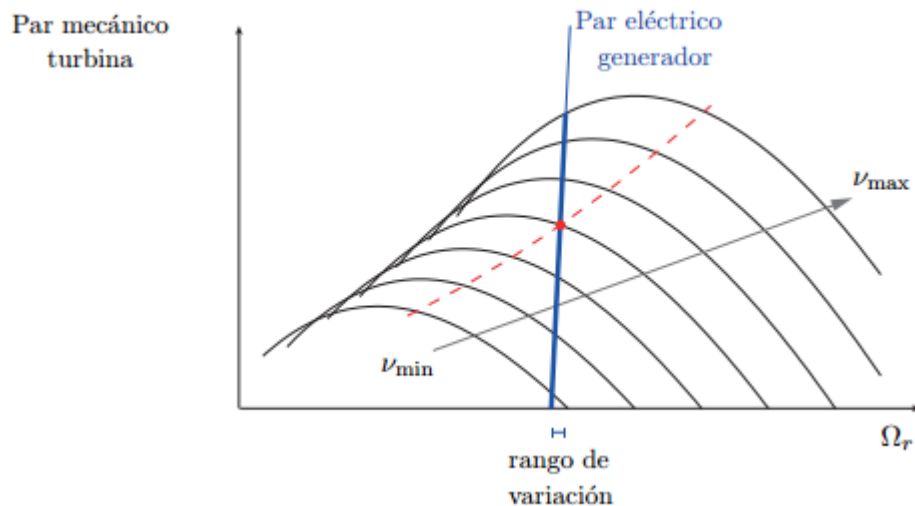


Figura 1.11: Rango de operación de un SCEE de velocidad constante. [20]

Sistemas de velocidad variable

Los sistemas de velocidad poseen una gran capacidad de control, permitiendo mejorar la eficiencia de la conversión de energía, disminución de los esfuerzos mecánicos sobre las palas y sobre el sistema de transmisión, dependiendo de su configuración específica. Es común que la conexión a la red de estos sistemas se realice a través de electrónica de potencia.

En el caso de generadores sincrónicos, como los de rotor bobinado (SWRG, por sus siglas en ingles) y los de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en ingles), y los generadores de inducción con rotor no bobinado, suele utilizarse entre estos y la red, un sistema de electrónica de potencia que controla toda la potencia que se le entrega. Dicho esquema se puede observar en la parte inferior de la Figura 1.12.

En el caso de SWRG, es común emplear configuraciones que permiten recuperar la potencia de resbalamiento, denominados DFIG: generadores de inducción doblemente alimentados. Donde tanto el estator como el rotor se encuentran conectados a la red, de forma directa desde el estator y a través de un convertidor de potencia fraccional desde el rotor, como se puede observar en el esquema superior de la Figura 1.12. El hecho de que el convertidor maneje solo la potencia del rotor hace que tanto el costo como el tamaño del convertidor sean mucho menores que otros tipos de configuraciones, otra ventaja es que al manejar un fracción de la potencia total, provoca menores pérdidas en el convertidor.[9]

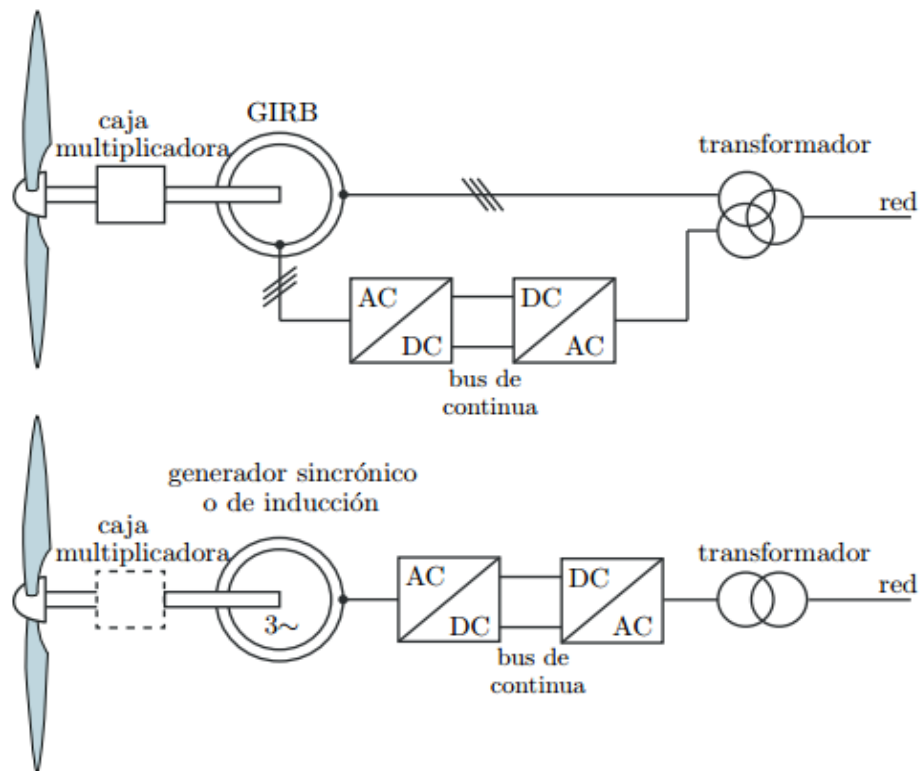


Figura 1.12: Esquemas estructurales generales de los SCEE de velocidad variable. [20]

El tamaño del convertidor está altamente relacionado con el rango de velocidad en el que podrá variar, siendo valores comunes entre ± 30 y ± 40 % por encima y/o por debajo de la velocidad sincrónica. Esto depende de la configuración particular del sistema, cuando opera a velocidades menores de la sincrónica (subsíncronas), el rotor estará extrayendo potencia de la red, mientras que cuando opera a velocidades mayores de esta misma (supersíncronas), el rotor entregará potencia. En la configuración donde el estator se encuentra conectado de forma directa a la red a través de un convertidor de potencia nominal, el rango de operación es más amplio. Esta situación se puede observar de forma esquemática en la Figura 1.13:

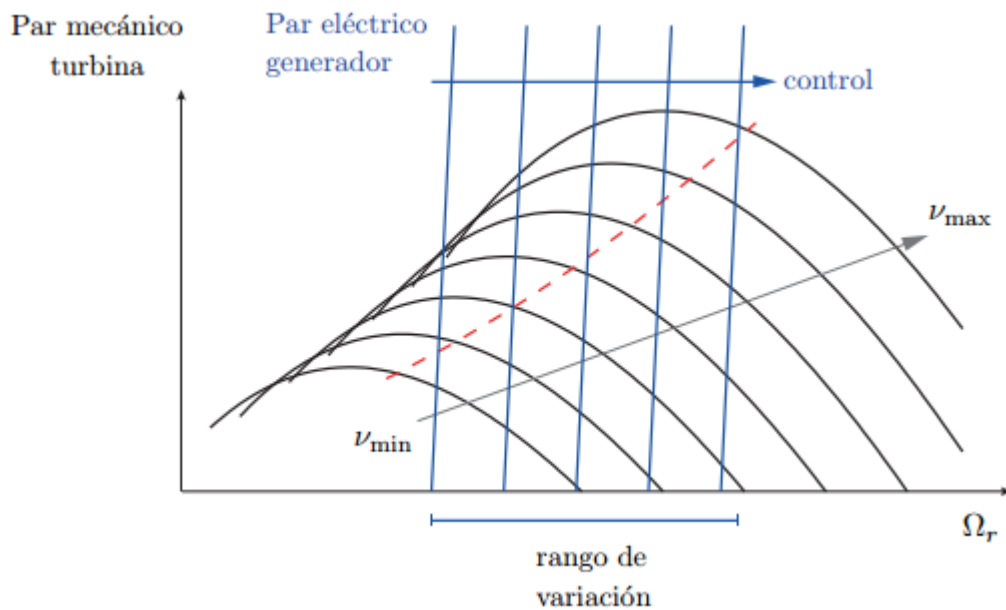


Figura 1.13: Rango de operación de un SCEE de velocidad variable. [20]

Otra de las diferencias entre ambas configuraciones es el comportamiento ante fallos en la red, tales como caídas de tensión. En el caso de conexión a través de estator únicamente, el convertidor de potencia puede desconectarse de la red inmediatamente, por otra parte, el sistema con convertidor fraccional desconecta primeramente el rotor y la desconexión de los bobinados del estator se realiza más tarde por medio de interruptores ordinarios. Respecto a los DFIG, además de poseer una menor capacidad de soporte a la red durante perturbaciones, en contrapartida con los beneficios del manejo fraccional de la potencia, los principales problemas

son la necesidad del uso de una caja multiplicadora y la distorsión armónica que inyecta a la red.

La implementación de SCEE basados en DFIG está creciendo actualmente en el mercado eólico de pequeña y mediana escala, tomando fuerza topologías sin anillos rozantes y, más recientemente, sincrónicas con convertidores de potencia total en el estator. [10]

El control de los SCEE de velocidad variable están conformados básicamente por tres subsistemas:

- De potencia aerodinámica, controlando el ángulo de paso de las palas.
- Del generador, a través de la operación a velocidad variable y el convertidor electrónico.
- De la transferencia de potencia a la red, mediante el convertidor electrónico de potencia.[11]

Por lo general el control aerodinámico es el encargado de limitar la potencia a su valor nominal y la detección de la turbina cuando la velocidad del viento supera el corte superior. Su objetivo principal es ayudar aliviando las cargas mecánicas que soporta la estructura del aerogenerador.

El control del generador es el único activo en la zona de operación II, encargándose de acelerar o desacelerar la velocidad del generador para así lograr la máxima extracción de potencia. Estas variaciones de velocidad provocan variaciones en el torque del generador, induciendo cargas mecánicas que debe soportar el sistema de transmisión, por lo tanto es necesario considerar estas cargas inducidas.

Por último, el convertidor de potencia es el encargado de mantener las condiciones de transferencia de potencia en cuanto a factor de potencia, frecuencia, armónicos, ruido *flicker*, conexión y desconexión en caso de fallas. En pocas palabras este control es el encargado de la calidad de potencia.

Dada la gran implementación, ventajas y potencial de control que presentan los esquemas de velocidad variable, y en particular los SCEE basados en DFIG, se mostrará una configuración muy versátil basado en un convertidor bidireccional o *back to back*.

Convertidor bidireccional o *back to back*

Esta topología es una de las más usadas actualmente, está formado por dos convertidores de tensión basados en tiristores bipolares de compuerta aislada (IGBT, por sus siglas en inglés), uno del lado del rotor y otro del lado la red, conectados entre sí por medio de un bus de continua. De una forma sencilla, el convertidor del lado del rotor permite controlar al generador su potencia activa y reactiva, mientras que el convertidor del lado de la red se encarga de controlar la tensión y asegurar un correcto factor de potencia durante su funcionamiento. El esquema estructural de dicha configuración se puede observar en la Figura 1.14:[12]

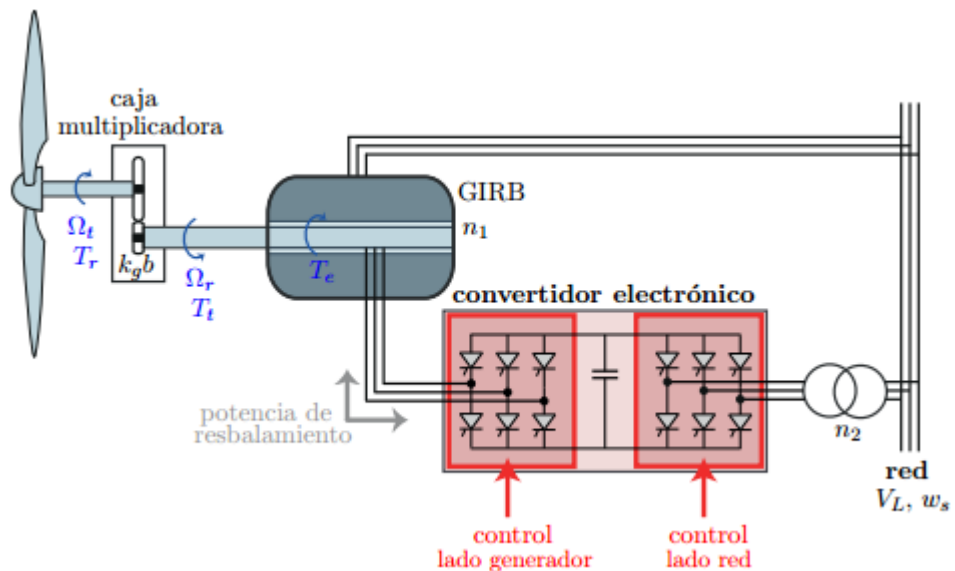


Figura 1.14: DFIG con convertidor fraccional *back to back*. [20]

2. CONTROL POR MODOS DESLIZANTES

La gran mayoría de los sistemas matemáticos que modelan fenómenos físicos están descritos básicamente por ecuaciones diferenciales, las cuales dependen de forma discontinua del estado actual del sistema, esto es, que las ecuaciones del lado derecho (entradas o excitaciones del sistema) son discontinuas. Estos sistemas son conocidos como sistemas de estructura variable (SEV), para los cuales a finales de los años 50, surgieron las primeras ideas de control aprovechando dicha característica. Como ejemplos de SEV se puede destacar los sistemas eléctricos con convertidores electrónicos o fuentes conmutadas, sistemas mecánicos con presencia de fuerzas de rozamiento, entre otros.

Para estos SEV y para algunos sistemas continuos, existe la posibilidad de diseñar sistemas de control de estructura variable (CEV), los cuales consisten en el diseño de parámetros para cada una de tales estructuras usando lógica de conmutación para lograr alcanzar el comportamiento de un SEV. El funcionamiento básico de un CEV consiste en diseñar el objetivo de control como función de los estados del sistema, y luego mediante una conmutación idealmente a frecuencia infinita, se lleva al sistema a seguir la variación, este comportamiento es conocido como operación por modos deslizantes (MD). En las implementaciones prácticas, no se puede lograr una frecuencia de conmutación infinita, por lo que se presentan oscilaciones alrededor de la trayectoria de deslizamiento, este fenómeno es denominado efecto *chattering* y es quizás el principal defecto de los modos deslizantes, en la Figura 2.1 se puede visualizar dicho efecto.

[13]

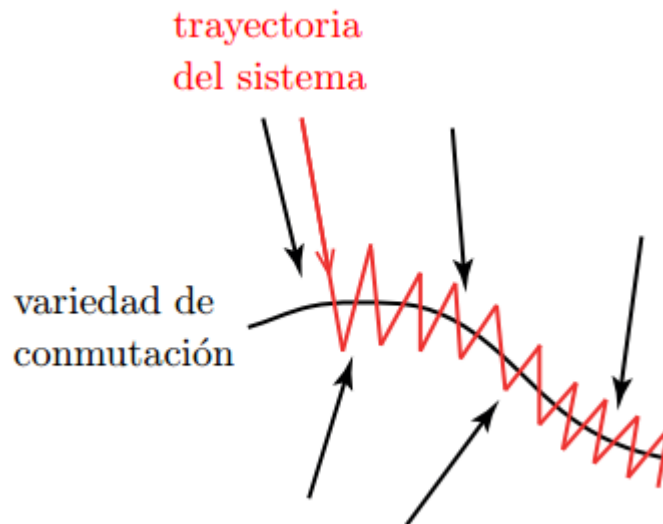


Figura 2.1: Deslizamiento de un SEV a frecuencia finita. [20]

Para mitigar un poco la presencia de este efecto en la conmutación de frecuencia finita, sin perder las características de robustez, existen los conocidos modos deslizantes de orden superior (MDOS), los cuales consisten en restringir mucho más el movimiento del sistema sobre la variación o superficie de deslizamiento.

2.1 Modos deslizantes de primer orden

Para el desarrollo de las ideas básicas del control por modos deslizantes, sus características y propiedades, se supondrá un sistema no lineal con una única entrada y una única salida (SISO, por sus siglas en inglés), tal que la dinámica de los estados puede describirse por medio del conjunto de ecuaciones diferenciales, de la siguiente forma:

$$\dot{x} = F(x, u) \quad (2.1)$$

Se puede observar que se ha considerado un sistema autónomo, es decir, todo sistema que no depende explícitamente del tiempo. Aunque dado el caso de que el sistema estudiado sea no autónomo, éste se puede considerar como uno autónomo tomando el tiempo como una variable independiente e incluyéndola como un estado más del sistema.

Luego, con el fin de plantear el control deseado anteriormente, se define una función suave descrita a partir del siguiente conjunto:

$$S = \{x \in \mathbb{X} \subset \mathbb{R}^n : \sigma(x) = 0\} \quad (2.2)$$

Con el objetivo de lograr que el sistema opere sobre la superficie de conmutación descrita en la ecuación (2.2), se debe plantear una ley de control cuya estructura variable es muy sencilla, permitiendo alterar los valores de $u(x)$ entre dos posibles valores según el signo de $\sigma(x)$:

$$u(x) = \begin{cases} u^+(x), & \text{si } \sigma(x) > 0 \\ u^-(x), & \text{si } \sigma(x) < 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

A partir de estas condiciones el sistema planteado en (2.1), puede expresarse como:

$$\dot{x} = F(x, u) = \begin{cases} F(x, u^+) = F^+(x) & \text{si } \sigma(x) > 0 \\ F(x, u^-) = F^-(x) & \text{si } \sigma(x) < 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Luego, para que exista un régimen deslizante sobre la superficie S al aplicar la ley de control (2.3), se debe que cumplir que los campos vectoriales de ambos subsistemas continuos en (2.4) deben apuntar a S , este comportamiento puede observarse en la Figura 2.2. Para dar lugar a la condición anterior, primero se debe satisfacer las siguientes desigualdades:

$$\begin{cases} \dot{\sigma}(x) < 0 & \text{si } \sigma(x) > 0 \\ \dot{\sigma}(x) > 0 & \text{si } \sigma(x) < 0 \end{cases} \quad (2.5)$$

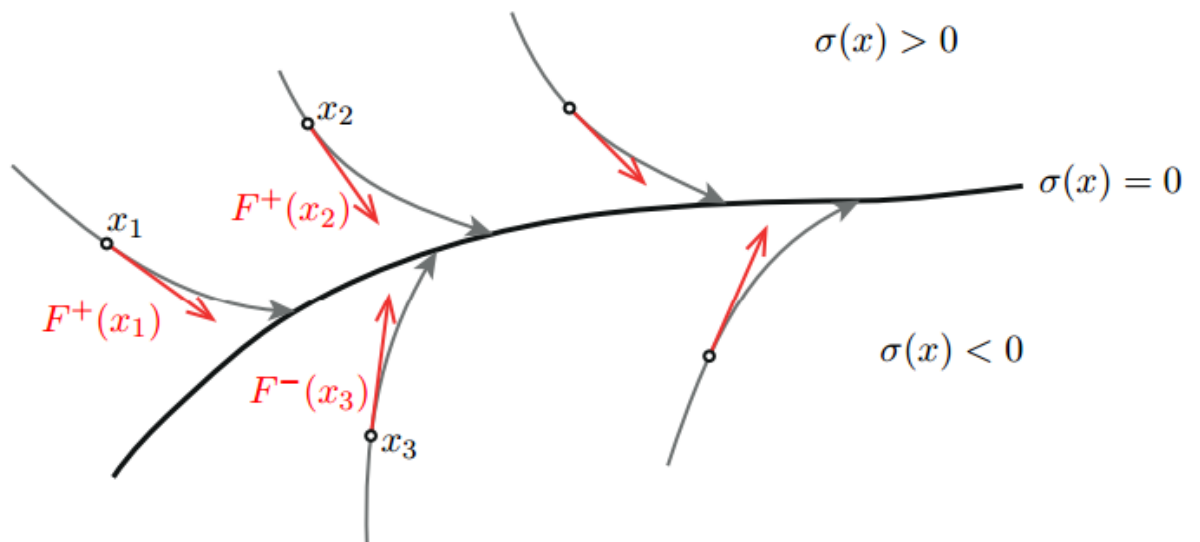


Figura 2.2: Condición para que exista un régimen deslizante sobre S . [20]

Dado que el comportamiento dinámico del sistema a controlar está descrito por ecuaciones diferenciales con lado derecho discontinuo, no es posible hallar una solución convencional en teoría, haciendo de este sistema un poco difícil de describir bajo régimen deslizante. Por esta razón, se han creado diferentes enfoques en que se lleva al sistema a una forma que permita encontrar una solución aproximada a la del sistema original y que permita el uso de las técnicas clásicas de control. Este procedimiento de sustitución del sistema es conocido como regularización, y las técnicas usualmente más empleadas son el método de Filippov y el método del control equivalente. [13]

2.1.1 Método de Filippov

Este método fue uno de los primeros utilizados para describir la dinámica de un sistema en régimen deslizante, el cual propone tener en cuenta los diferentes tipos de imperfecciones o errores que se pueden presentar en el sistema, como lo son los retardos, la inercia en la conmutación, histéresis, entre otros. Ocasionando que el movimiento del sistema no ocurra sobre el límite de discontinuidad, sino dentro de un rango alrededor de la misma. Es decir, la producirse el proceso de la conmutación de la ley de control entre u^- y u^+ , las trayectorias del sistema oscilarán

entre un intervalo $|\sigma(x)| \leq \Delta$, donde Δ depende de la consideración de las imperfecciones. La idea consiste en establecer un Δ lo suficientemente pequeño como para aceptar que en el intervalo de tiempo $[t, t + \Delta t]$ los campos de velocidad F^- y F^+ permanecen constantes, permitiendo expresar la variación promedio del campo como:[14]

$$\bar{\dot{x}} = \frac{\Delta x}{\Delta t} = \mu F^+ + (1 - \mu) F^- \quad (2.6)$$

donde el valor del parámetro μ se puede obtener mediante el despeje de la condición en la cual las trayectorias permanecen sobre S, es decir, $\sigma(x) = 0$.

$$\dot{\sigma}(x) = \nabla\sigma(x)\dot{x} = \nabla\sigma(x)[\mu F^+ + (1 - \mu) F^-] = 0 \quad (2.7)$$

es decir:

$$\mu = -\frac{\nabla\sigma(x)F^-}{\nabla\sigma(x)[F^+ - F^-]} \quad (2.8)$$

2.1.2 Método del control equivalente

La propuesta de este método de regularización es hacer que la dinámica del sistema de modo deslizante en cuanto a la ley de control discontinua sea reemplazada por una ley de control suave denominado control equivalente u_{eq} , que permita la verificación de las condiciones de invarianza:[15]

$$\sigma(x) = 0 \quad (2.9)$$

$$\dot{\sigma}(x) = L_{F(x, u_{eq})}\sigma(x) = 0 \quad (2.10)$$

en el caso de un sistema afín, la condición de invarianza se expresa de la siguiente forma:

$$\dot{\sigma}(x) = L_f\sigma(x) + L_g\sigma(x)u_{eq}(x) = 0 \quad (2.11)$$

de donde se obtiene la expresión de control equivalente:

$$u_{eq}(x) = -\frac{L_f \sigma(x)}{L_g \sigma(x)} \quad (2.12)$$

Así, una vez aplicado el control equivalente $u_{eq}(x)$ sobre la superficie, la dinámica del sistema queda expresada de la siguiente forma:

$$\dot{\sigma}(x, u_{eq}) = f(x) + g(x)u_{eq}(x) = f(x) - g(x)\frac{L_f \sigma(x)}{L_g \sigma(x)} \quad (2.13)$$

Como significado físico del control equivalente, se puede decir, que corresponde al valor promedio de la implementación de la conmutación a frecuencias muy elevadas entre los dos valores de la ley de control discontinua. Siendo ésta una condición necesaria y suficiente para determinar la existencia local del régimen deslizante sobre S . [16]

$$u^- \leq u_{eq} \leq u^+ \quad (2.14)$$

Dada la imposibilidad de obtener un MD ideal, ya que implica contar con una frecuencia de conmutación infinita, además de las imperfecciones y errores añadidos al sistema; se necesita de nuevas propuestas que permitan atacar la aparición de oscilaciones de alta frecuencia a la salida, conocidas como efecto de *chattering*. Algunas de estas propuestas que reducen este fenómeno es el uso de controladores de alta ganancia con saturación, control equivalente con estimación en línea, el uso de observadores asintóticos y los controladores de modos deslizantes de orden superior (MDOS).

Estos MDOS, particularmente los de segundo orden (2-MD), presentan diferentes ventajas frente a las demás alternativas en cuanto a robustez, simplicidad y convergencia en tiempo finito. Siendo esta la razón de motivación a su estudio, análisis y aplicación en las propuestas de control de esta tesis.

2.2 Modos deslizantes de segundo orden 2-MD

Como se ha mencionado anteriormente, el desarrollo de los 2-MD poseen diferentes ventajas sobre los 1-MD, entre las cuales se pueden mencionar principalmente dos, la primera en la reducción o eliminación del efecto *chattering* y la segunda es la capacidad de robustez para sistemas que presentan perturbaciones e incertidumbres. Con respecto a la síntesis de estos controladores 2-MD no se dispone de un procedimiento de diseño unificado, ya que existen diferentes algoritmos 2-MD que representan situaciones particulares debiendo ser analizados de manera separada. [17]

2.2.1 Problema general 2-MD

Considerando un sistema SISO no lineal con las siguientes restricciones:

$$\begin{cases} \dot{x} = F(x, u, t) \\ u : (t, x) \rightarrow u(t, x) \in U \subset \mathbb{R} \\ \sigma : (t, x) \rightarrow \sigma(t, x) \in \mathbb{R} \end{cases} \quad (2.15)$$

siendo el principal objetivo la anulación de σ , que podrá ser de grado relativo 1 o 2 con respecto a u . Además, se busca anular también $\dot{\sigma}$, y que ambas condiciones se cumplan en un tiempo finito. Una gran parte del diseño de los algoritmos 2-MD dependen de las funciones que compren la segunda derivada temporal de σ . Estas dos primeras derivadas en definidas como:

$$\dot{\sigma} = \frac{\partial}{\partial t} \sigma(x, t) + \frac{\partial}{\partial x} \sigma(x, t) F(x, u, t) \quad (2.16)$$

$$\ddot{\sigma} = \frac{\partial}{\partial t} \dot{\sigma}(x, t) + \frac{\partial}{\partial x} \dot{\sigma}(x, t) F(x, u, t) + \frac{\partial}{\partial u} \dot{\sigma}(x, t) \dot{u}(t) \quad (2.17)$$

2.2.2 Enfoque por Lyapunov

Usando la teoría de estabilidad de Lyapunov se puede probar la convergencia de los algoritmos 2-MD por medio del establecimiento de condiciones que garantizan el régimen deslizante sobre la superficie.

Sea el sistema $\dot{y} = F(y)$ que contiene el origen, siendo el origen un punto de equilibrio del sistema. Si existe una función escalar $V(y), V: D \rightarrow \mathbb{R}$, continuamente diferenciable en D tal que:

$$V(0) = 0 \quad y \quad V(y) > 0 \quad en \ D - \{0\} \quad (2.18)$$

$$\dot{V} \leq 0 \quad en \ D \quad (2.19)$$

donde \dot{V} es la derivada de V sobre las trayectorias del sistema, entonces el origen $y = 0$ es un punto de equilibrio estable. Si además se verifica:

$$\dot{V} < 0 \quad en \ D - \{0\} \quad (2.20)$$

el equilibrio será asintóticamente estable. [18]

3. CONTROL DESLIZANTE 2-MD PARA EL AEROGENERADOR

El desarrollo de esta sección consiste en el diseño de controladores MIMO basados en 2-MD con el fin de alcanzar el objetivo de extraer la máxima potencia de un SCEE. Para esto, se trabajará con un DFIG de velocidad variable con un convertidor de potencia bidireccional cuya configuración permite la recuperación de la potencia de deslizamiento, este sistema puede ser descrito mediante un modelo de dos entradas y dos salidas, el cual permitirá definir dos objetivos de control de manera desacoplada, reduciendo el análisis a la superposición de dos sistemas SISO, permitiendo la simplificación de los procedimientos del diseño. Dichos objetivos de control serán: la maximización de la potencia extraída por la turbina durante su operación en la zona de carga parcial y la regulación de la tensión.

En cuanto a la potencia capturada del viento, esta será máxima cuando el sistema opere en sus puntos óptimos, tales que $\lambda = \lambda_{op}$ y $C_p(\lambda) = C_{pmáx}$, este objetivo se logrará mediante la implementación de un seguimiento de referencia de la velocidad óptima basada en la medición de la velocidad del viento, aunque dicha técnica presenta ciertas desventajas como lo son el incremento de costos y la reducción de robustez del sistema al hacer uso de sensores que actualicen constantemente su estado. Por esta razón, se propone controlar los puntos de operación mediante el seguimiento de referencia de la velocidad del rotor de la máquina, la cual no requiere de la medición de la velocidad del viento.

3.1 Modelado del sistema

Para el diseño de ambos controladores se implementa un modelo de función de transferencia, que representará la planta en la cual se utilizará el control de voltaje en el capacitor del convertidor AC-DC-AC, corrientes y voltajes en el rotor de la máquina de inducción para controlar la potencia

reactiva del sistema y velocidad de la máquina para el control de la potencia activa. Para cada uno de los anteriormente mencionados controles, se realizó el análisis y se obtuvo una función de transferencia para cada uno.

En primera instancia se busca como objetivo, mantener constante la magnitud el voltaje en el capacitor, independientemente de la magnitud y dirección de la potencia del rotor de la máquina. La relación entre el los voltajes trifásicos de la red, y los voltajes trifásicos del lado del convertidor será:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{a1} \\ v_{b1} \\ v_{c1} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Donde R y L son la resistencia e inductancia de la máquina y las corrientes i_a, i_b, i_c , son las corrientes trifásicas de entrada al convertidor. Usando la transformación a referencia dq se tiene:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega_e L \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{d1} \\ v_{q1} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Una vez obtenidos estas magnitudes de voltaje y corriente, podemos calcular la potencia generada por la máquina como:

$$P = 3(v_d i_d + v_q i_q) \quad (3.3)$$

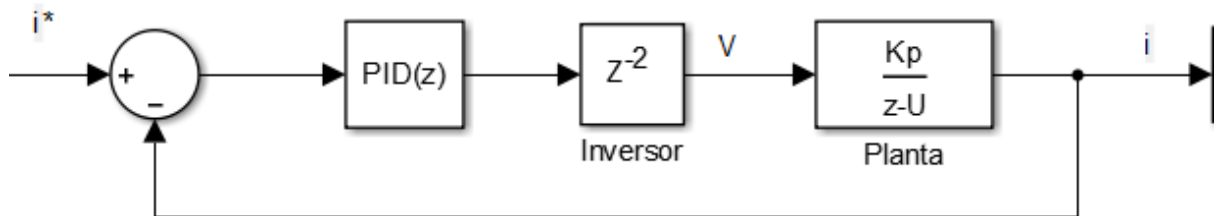
$$Q = 3(v_d i_q + v_q i_d) \quad (3.4)$$

Con estas estimaciones, es posible realizar el análisis para expresar una función de transferencia adecuada, que defina el sistema. Debido a que el voltaje en el capacitor se puede controlar por medio de v_d, i_d o por medio de v_q, i_q la función de transferencia puede expresarse como:

$$H(s) = \frac{i_d(s)}{v_d(s)} = \frac{i_q(s)}{v_q(s)} \quad (3.5)$$

$$H(s) = \frac{1}{Ls + R} \quad (3.6)[22]$$

Ésta función de transferencia define la planta que se desea controlar, para el control de la corriente i_d .



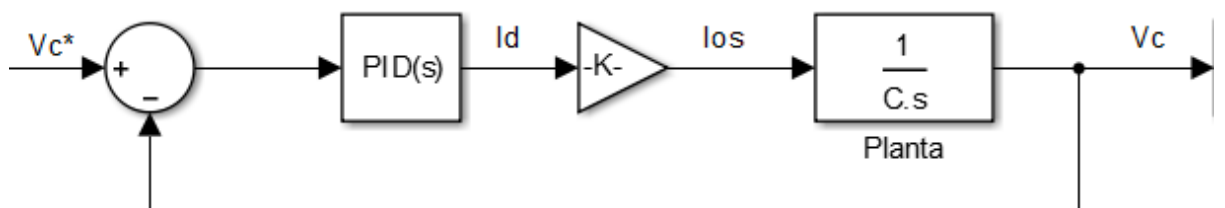
Con este diagrama de bloque se representa el modelo del sistema a controlar en tiempo discreto, el bloque z^{-2} representa el inversor, y el bloque $\frac{K_p}{z-U}$ representa la planta de la ecuación 3.6 en tiempo discreto, donde K_p y U son constantes halladas:

$$U = e^{-(R/L)Ts} \quad (3.7)$$

$$K_p = \frac{1 - U}{R} \quad (3.8)$$

$$H(z) = \frac{1 - U}{(z - U)R} \quad (3.9)[22]$$

Del diagrama de bloque anterior, se nota que de la salida del inversor, sale el resultado del voltaje v_d o v_q , pero la corriente de referencia del sistema se deriva del sistema de control del voltaje del capacitor como se presenta en el siguiente diagrama



La referencia del voltaje en el capacitor, puede ser una referencia escalón, con el valor de amplitud deseado para el voltaje en el elemento. La corriente I_d que sale del controlador será entonces la corriente de referencia para el anterior controlador.

Para el control de la potencia generada por la máquina, se desea mantener la potencia en su punto óptimo según el nivel de viento que se presente en el momento. Para esto, se pretende controlar la potencia a partir del control de la velocidad de la máquina de inducción, la cual depende de un valor de torque mecánico dado por la turbina. Matemáticamente:

$$P_{opt} = K_{opt}\omega_r^3 \quad (3.10)$$

$$\omega_r^* = \sqrt{\frac{T_m}{K_{opt}}} \quad (3.11)[22]$$

Donde ω_r es la velocidad del rotor de la máquina, T_m es el torque mecánico entregado por la turbina y K_{opt} es una constante que depende de la velocidad del viento, la densidad del aire, el área de las aspas y una constante C_t definida como:

$$C_t(\lambda) = \frac{c_1}{\lambda} \left(\frac{c_2}{\lambda} - 1 \right) e^{-c_3/\lambda} \quad (3.12)$$

Con estos valores definidos, se analiza el modelo de espacio de estados usando el modelo mecánico del sistema dado por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \widetilde{\omega}_r \\ \widetilde{T}_{aux} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widetilde{\omega}_r \\ \widetilde{T}_{aux} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 3pL_m i_{ms} \\ 2J \\ 0 \end{bmatrix} i_{qr} \quad (3.13)[22]$$

$$[\widetilde{\omega}_r] = [1 \quad 0] \begin{bmatrix} \widetilde{\omega}_r \\ \widetilde{T}_{aux} \end{bmatrix}$$

La salida del modelo de espacio de estados, será la velocidad del rotor predicha, el sistema calcula la potencia instantánea utilizando la ecuación 3.10.

3.2 Diseño del controlador

Para el diseño del controlador se hará uso de la teoría de planos deslizantes que dice que el error se define como:

$$e = r - y \quad (3.14)$$

Con el error definido, se escoge como variables de estado, el error y su respectiva derivada, dependiendo del orden del controlador:

$$z_1 = e, z_2 = \frac{de}{dt}, \dots, z_n = \frac{d^{n-1}e}{dt^{n-1}} \quad (3.15)$$

Con estas variables de estado definidas, el plano deslizante se define como la suma de las variables de estado multiplicando cada una de ellas por una constante c_x , la cual no necesariamente deba ser la misma para todas. Matemáticamente:

$$s = c_1 z_1 + c_2 z_2 + c_3 z_3 + \dots + c_n z_n = 0 \quad (3.16)$$

Las constantes c definen la dinámica del sistema en modo deslizante. De esta manera, cuando el plano alcanza el valor de 0, cada una de las variables de estado es dependiente de las demás [21]:

$$\begin{aligned} \dot{z}_1 &= z_2 \\ \dot{z}_2 &= z_3 \\ &\vdots \\ \dot{z}_{n-1} &= z_n = -c_1 z_1 - c_2 z_2 - c_3 z_3 - \dots - c_{n-1} z_{n-1} \end{aligned} \quad (3.17)$$

De manera vectorial:

$$C_p = \begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_{n-1} \\ 1 \end{pmatrix} \quad (3.18)$$

$$z = \begin{pmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_n \end{pmatrix} \quad (3.19)$$

$$s = c_p^t z \quad (3.20)$$

Una vez definido el plano y sus variables de estado, debe seleccionarse una señal de control que asegure el acercamiento del sistema al plano deslizante $s=0$. Para esto se debe cumplir que su derivada sea de signo opuesto para que las variables de estado tiendan a estar sobre el plano, es decir, el producto del plano y su derivada tienda a 0 [21]. Matemáticamente:

$$s\dot{s} = 0 \quad (3.21)$$

Para el cumplimiento de esta condición, se utiliza la función signo sobre el plano deslizante, la cual multiplicada por una constante k , hará oscilar la señal de control de tal forma que lleve a las variables a deslizarse por el plano, y finalmente la señal de control estará definida por:

$$u = k * \text{sgn}(s) * e \quad (3.22)$$

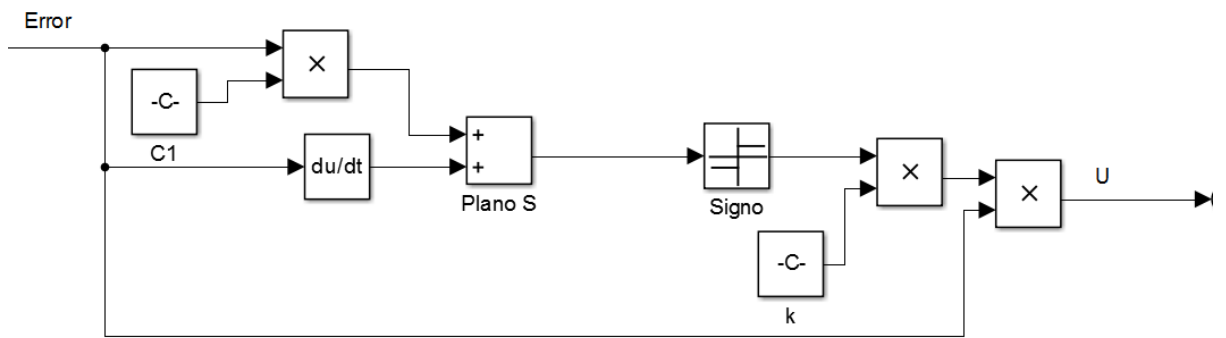
Para el caso en particular de control de segundo orden, las variables de estado que se escogerán en este caso serán el error y su respectiva derivada:

$$\begin{aligned} z_1 &= e \\ z_2 &= \frac{de}{dt} = \dot{z}_1 \end{aligned} \quad (3.23)$$

Se define el plano como:

$$s = c_1 z_1 + c_2 z_2 \quad (3.24)$$

De esta manera, el diseño del controlador será:



4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se muestra los resultados obtenidos a partir de las pruebas realizadas sobre el modelo del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), utilizando como medio de simulación, la plataforma de SIMULINK/MATLAB. Las pruebas consisten en implementar un control por planos deslizantes para el sistema, y verificar la eficiencia del mismo. También se muestran los resultados para el mismo sistema, utilizando un control PID. En primera instancia se presenta el modelo utilizado para el DFIG, y posteriormente se presentan los resultados obtenidos del control, y posteriormente se realiza la comparación de los resultados entre ambos controladores para analizar la eficiencia del control por planos deslizantes.

4.1 Modelo de la simulación para el DFIG

A continuación se presenta el sistema a controlar en la plataforma de SIMULINK/MATLAB, en ésta, se presenta el acople turbina-generator, además de la conexión del mismo a la red eléctrica.

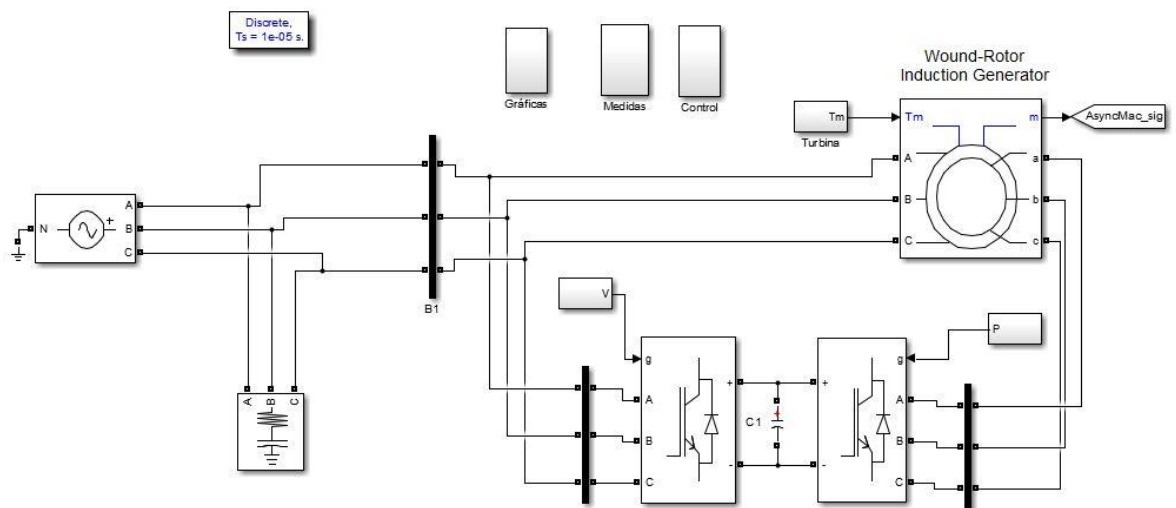


Figura 4.1: Sistema de generación eólica acoplado a un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

La simulación comprende los elementos de visualización y la representación de las secciones a controlar del sistema completo, por medio de funciones de transferencia, las cuales representan el modelo de la planta a controlar en cada caso en particular. Es importante resaltar que cada control se realiza por separado, pero se interconectan entre sí, porque la salida de un controlador pasa a ser la referencia en el siguiente como se muestra en la figura.

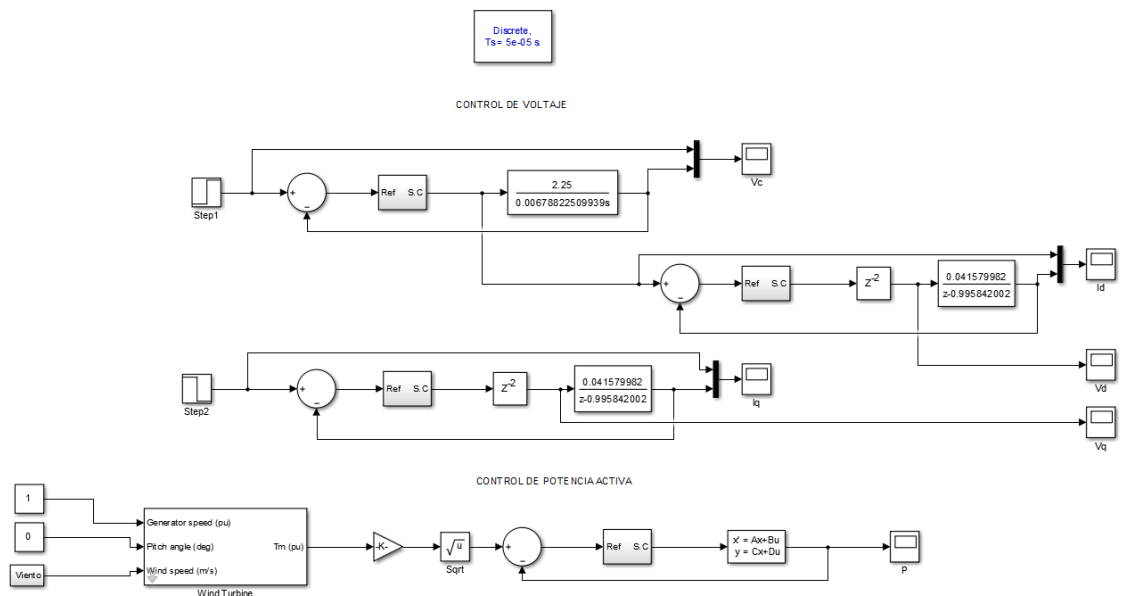


Figura 4.2: Montaje diseñado en SIMULINK/MATLAB

Los resultados de interés para el desarrollo de la simulación son:

- El voltaje en terminales del capacitor
- Las corrientes de eje directo (i_{dr}) y cuadratura (i_{qr}) en el lado del rotor de la máquina
- Los voltajes de eje directo (v_{dr}) y cuadratura (v_{qr}) en el lado del rotor de la máquina
- La velocidad del eje del rotor (ω_r) y la potencia activa del sistema P

Cada una de las gráficas de las variables mencionadas anteriormente se presenta dos gráficas, una de ellas corresponde a la respuesta del sistema proveniente del controlador por planos deslizantes de segundo orden, y la segunda muestra la respuesta del sistema entregada por el controlador PID discreto.

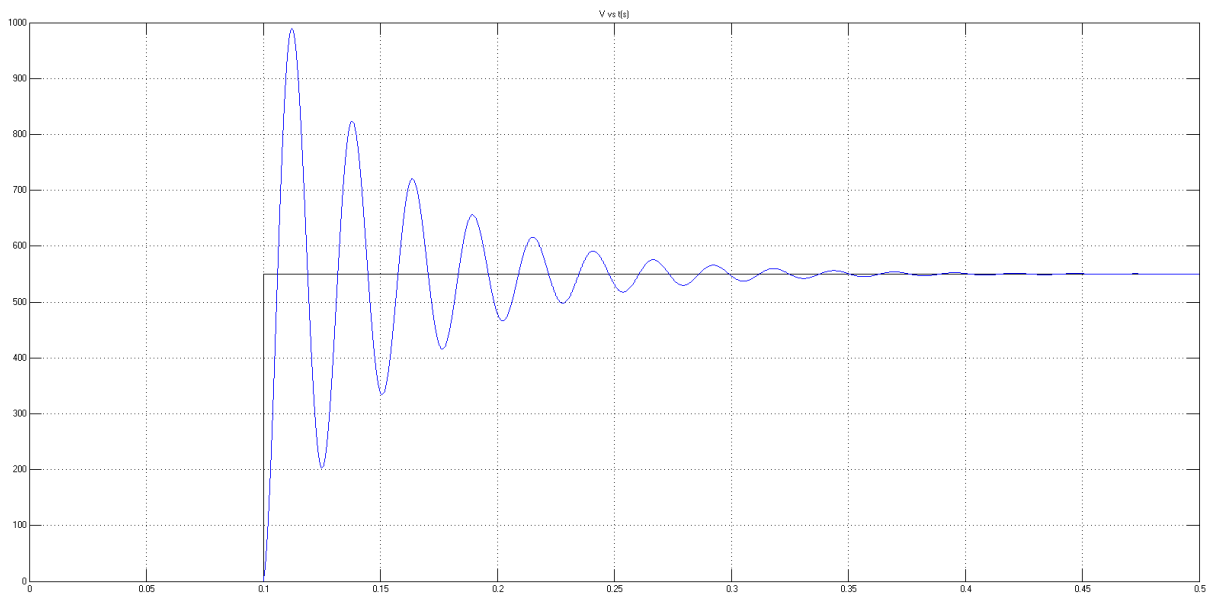


Figura 4.3: Voltaje en el capacitor con un control PID.

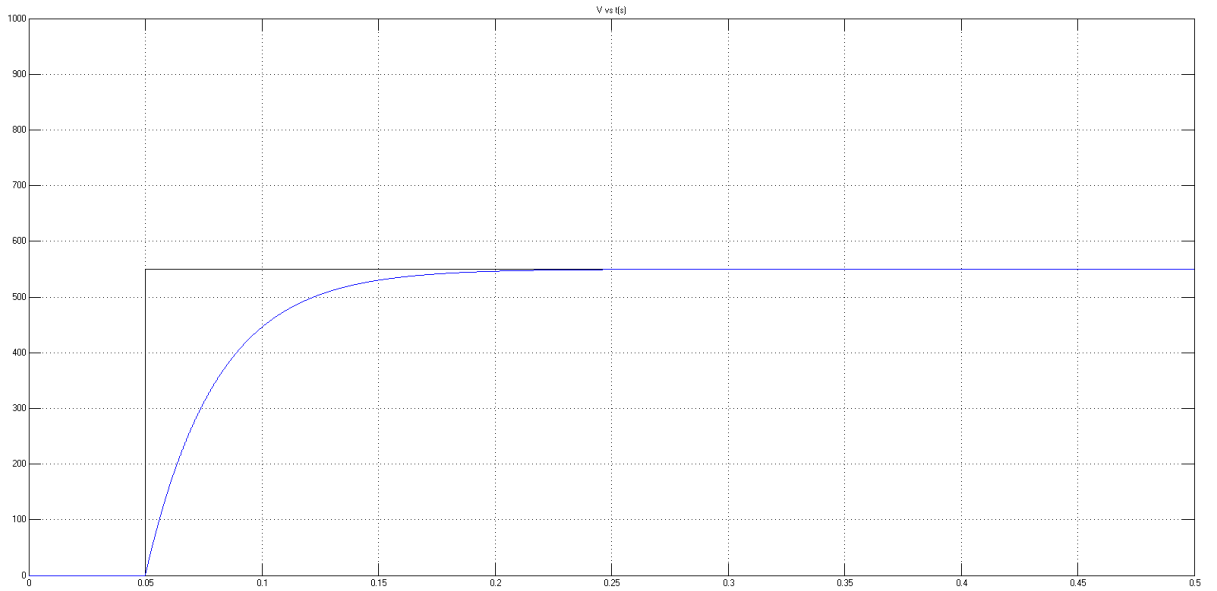


Figura 4.4: Voltaje en el capacitor con un control por planos deslizantes de orden 2.

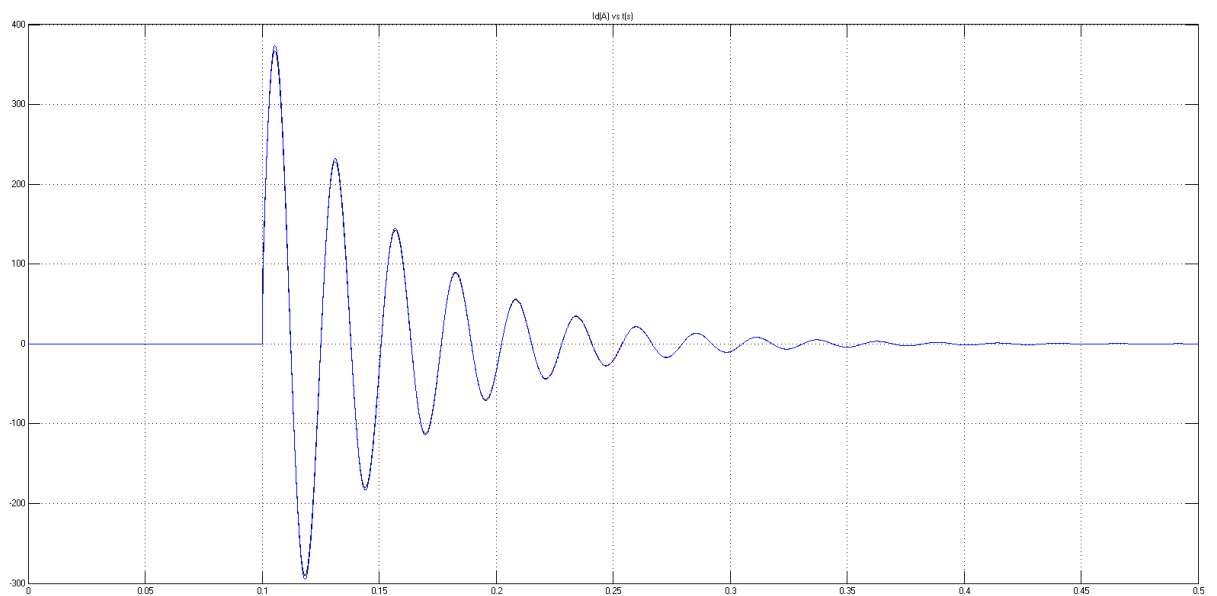


Figura 4.5: Corriente de eje directo del lado del rotor con un control por PID.

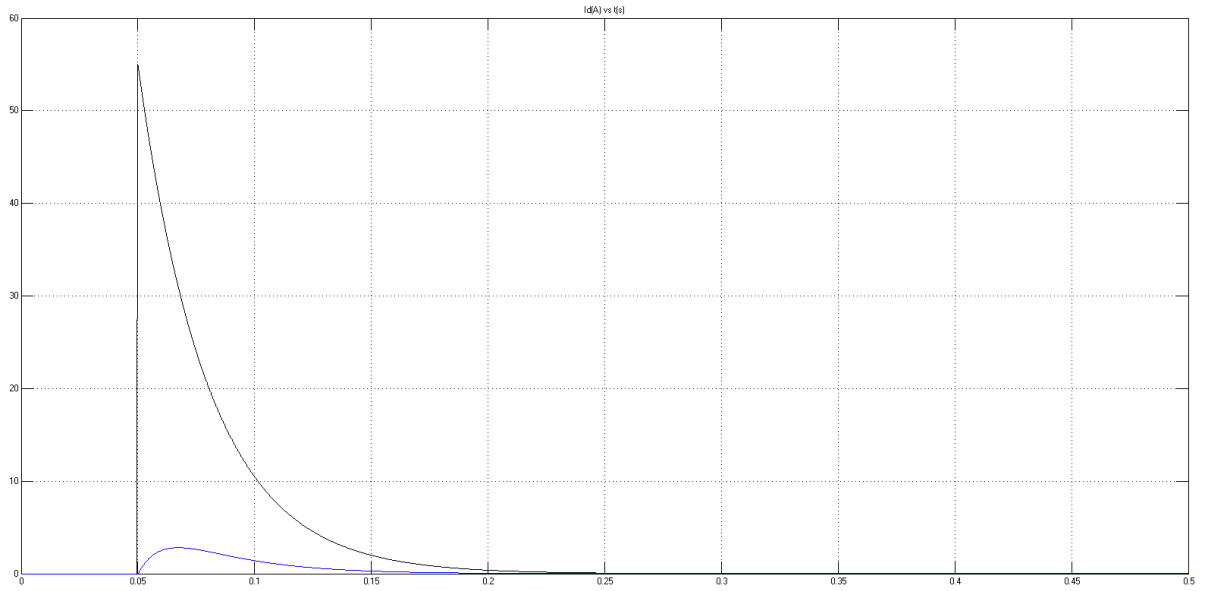


Figura 4.6: Corriente de eje directo del lado del rotor con un control por planos deslizantes de orden 2.

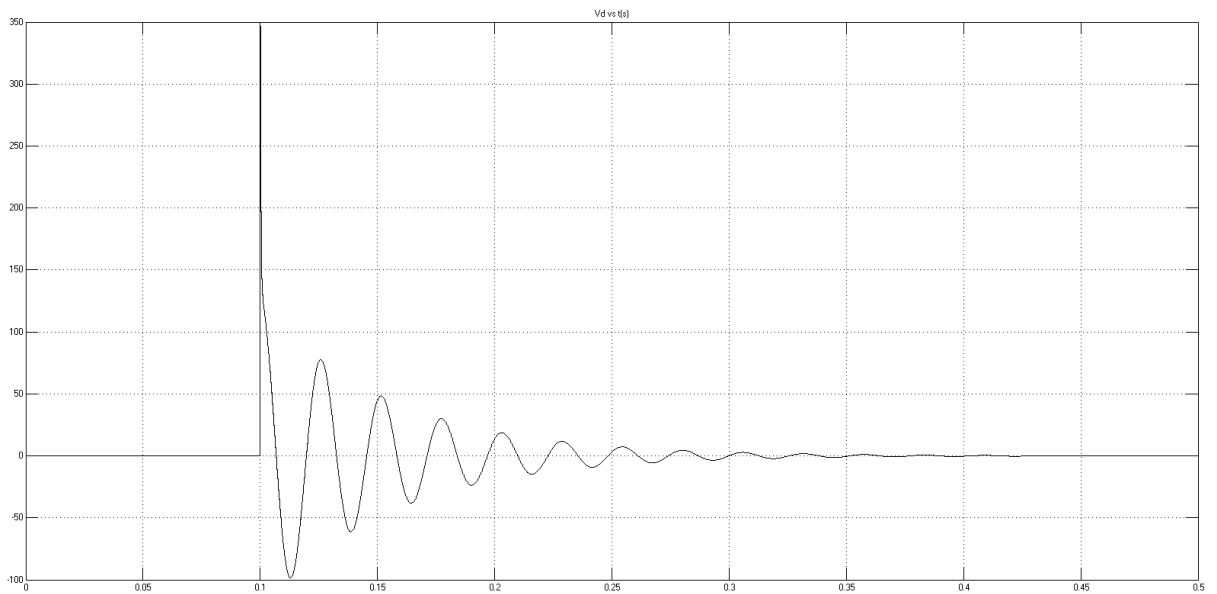


Figura 4.7: Voltaje de eje directo del lado del rotor con un control por PID.

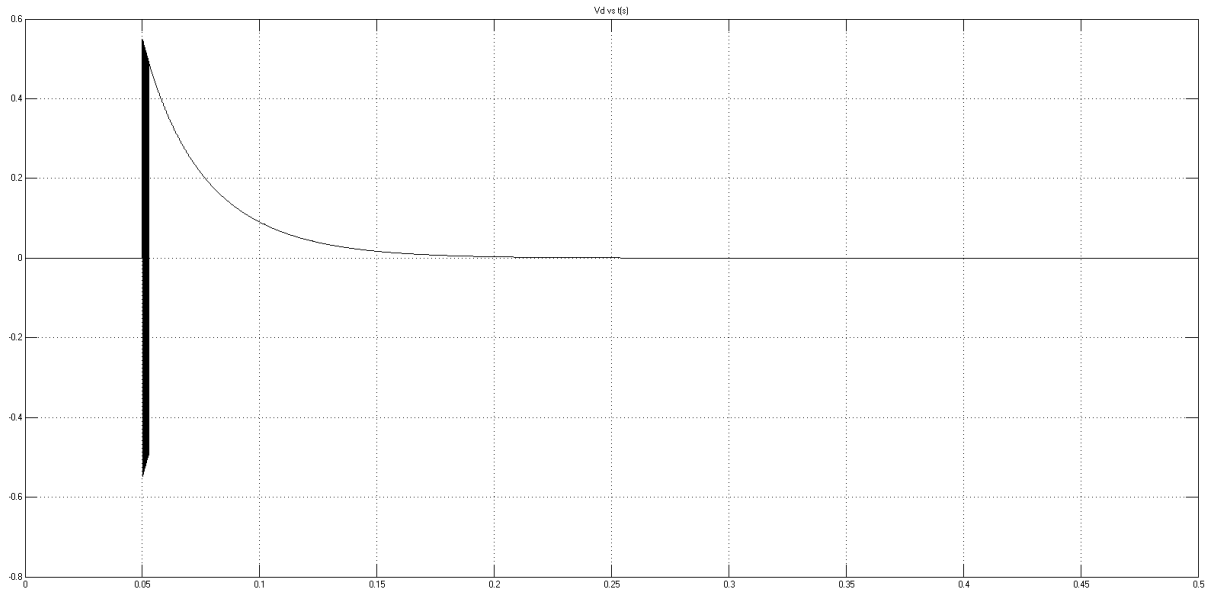


Figura 4.8: Voltaje de eje directo del lado del rotor con un control por planos deslizantes de orden 2.

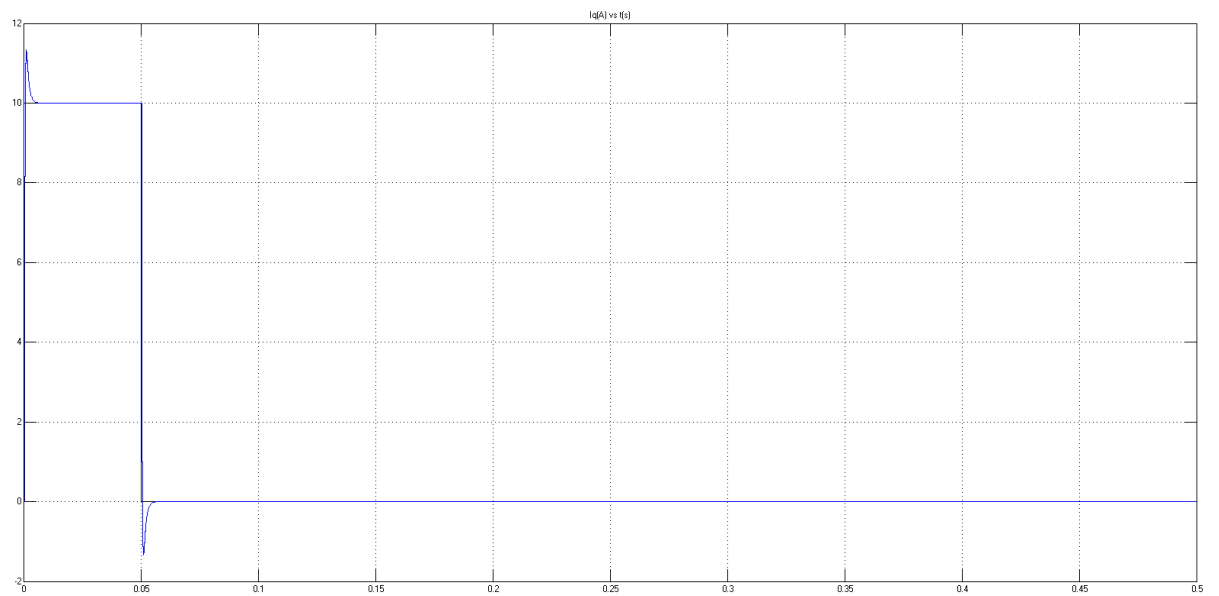


Figura 4.9: Corriente de eje de cuadratura del lado del rotor con un control por PID.

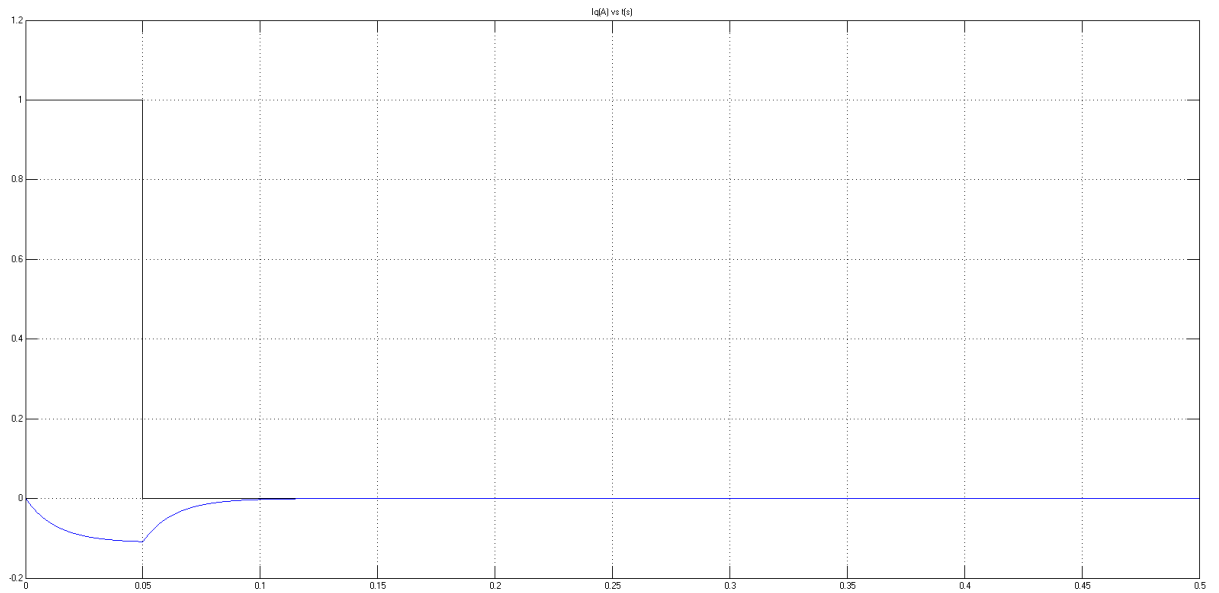


Figura 4.10: Corriente de eje de cuadratura del lado del rotor con un control por planos deslizantes de orden 2.

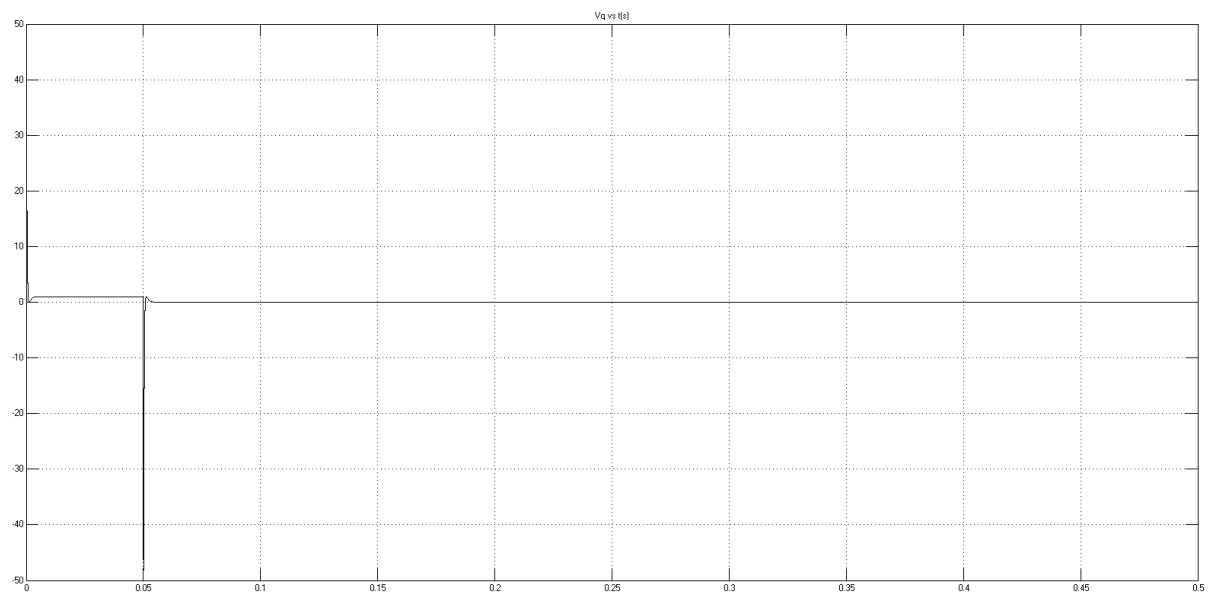


Figura 4.11: Voltaje de eje de cuadratura del lado del rotor con un control por PID.

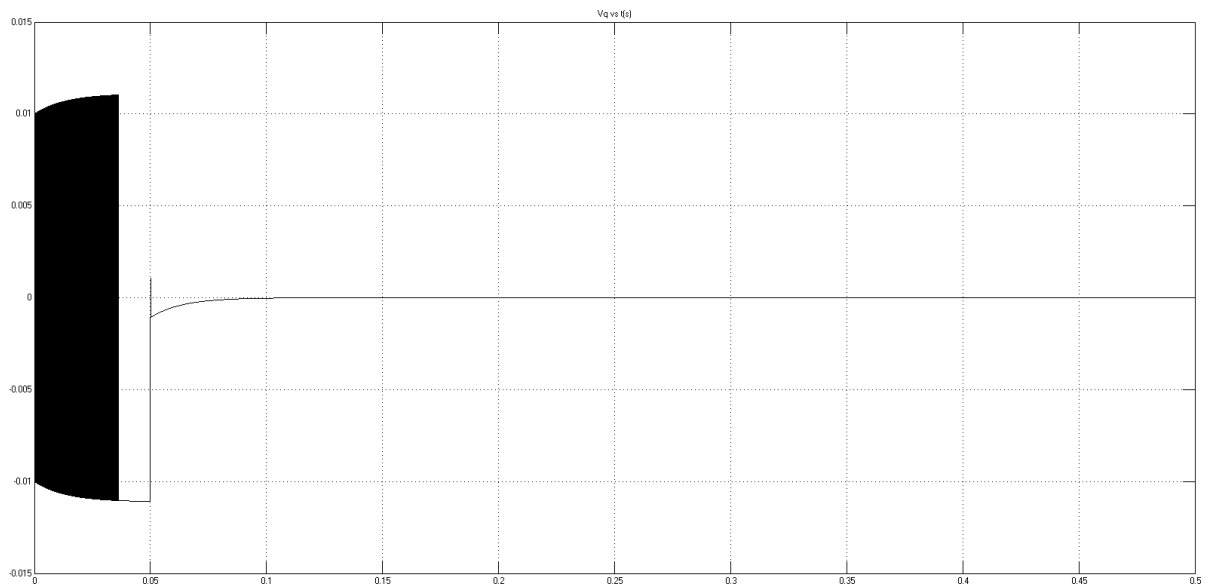


Figura 4.12: Voltaje de eje de cuadratura del lado del rotor con un control por planos deslizantes de orden 2.

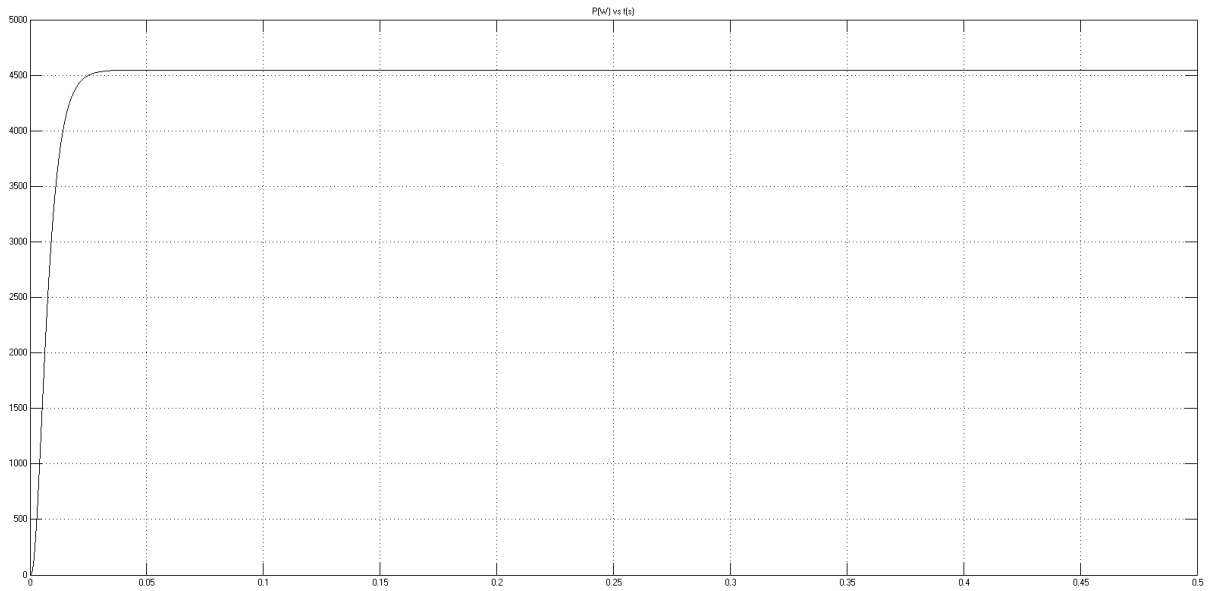


Figura 4.13: Potencia activa generada con un control por PID.

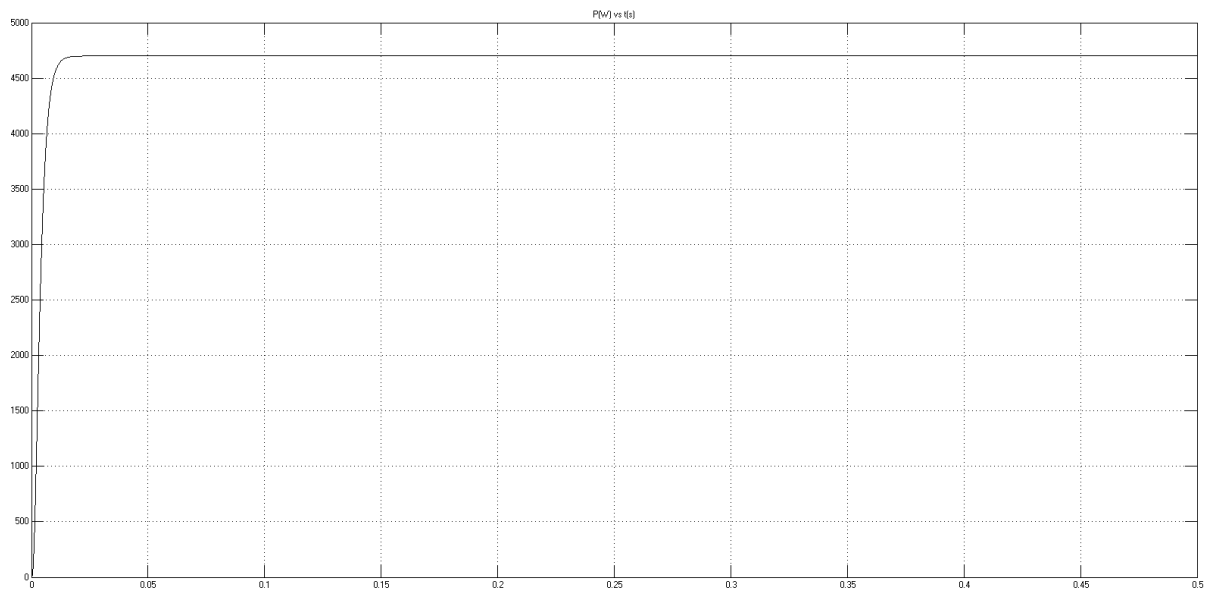


Figura 4.14: Potencia activa generada con un control por planos deslizantes de orden 2.

4.2 Análisis de resultados

- Las figuras 4.3 y 4.4 muestran el voltaje en el capacitor del convertidor AC-DC-AC, en donde se puede notar que ambos controladores alcanzan el valor de referencia de manera exitosa, para este caso, el control de planos deslizantes de segundo orden ya que no presenta un transitorio como en el caso del control PID; además, el control por planos deslizantes muestra que alcanza la estabilidad aproximadamente en 0.2s y el control PID alcanza la estabilidad aproximadamente en 0.4s, por lo que es posible afirmar que el control por planos para éste caso resulta más rápido.
- Las figuras 4.5 y 4.6 muestran la corriente de eje directo del lado del rotor, en el control por el método PID se puede ver un excelente seguimiento de la referencia por parte del control realizado, con un transitorio con un error bastante grande comparado con el valor final, pero tras 0.4s alcanza la estabilidad; en el caso del control por planos deslizantes, se puede apreciar que el controlador realiza la acción de control incluso con una mayor velocidad que la referencia, lo que quiere decir que el controlador contesta de una manera bastante óptima.
- Las figuras 4.7 y 4.8 muestran los voltajes de eje directo del lado del rotor, en el control por PID muestra la estabilidad aproximadamente a los 0.35s en presencia de un transitorio con magnitud grande con respecto al valor final; en el caso del control por planos deslizantes, presenta un transitorio corto pero bastante rápido, debido a la función signo propia del controlador, y posteriormente alcanza la referencia en aproximadamente 0.2s de manera suave.
- Las figuras 4.9 y 4.10 muestran las corrientes del eje de cuadratura del lado del rotor, en el control por PID se muestra un rápido y eficiente control a pesar del cambio en la referencia; para el control por planos deslizantes, se puede ver una mala acción del controlador

al iniciar, pero rápidamente se corrige y alcanza la referencia con éxito en aproximadamente 0.1s.

- Las figuras 4.11 y 4.12 muestran los voltajes del eje de cuadratura del lado del rotor, el control por PID contesta bastante rápido y alcanza exitosamente la referencia; en el caso del control por planos deslizantes se presenta así como en el control del voltaje de eje directo, un transitorio debido a la función signo del controlador, pero la velocidad de reacción del controlador es bastante buena y alcanza la referencia de manera exitosa.
- Las figuras 4.13 y 4.14 muestran la potencia activa generada por la máquina, en el caso de ambos el control es exitoso, presentan una aproximación suave hacia la referencia, pero en éste caso, el control por planos deslizantes opera más rápido, y se puede ver mayor generación de energía.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- El controlador por planos deslizantes de segundo orden aplicado a un sistema de generación eólica acoplado a un generador doblemente alimentado (DFIG) funciona de manera óptima ante cualquier variación e intermitencia del viento. El comportamiento es estable a pesar de las perturbaciones causadas por el constante cambio del viento. El control por planos deslizantes permite que el sistema pueda responder ante cualquier inconveniente, volviendo así al sistema lo suficientemente robusto.
- El control por planos deslizantes permite que el sistema sea robusto haciendo frente a la inconsistencia y variabilidad de la velocidad del viento. Se debe tener en cuenta que al trabajar sobre el error como variable de estado, el sistema reducirá el error hasta que el error sea nulo o muy cercano, lo que genera que al comenzar el control en algunas variables, se presente el fenómeno del *chattering* en la señal, causando una distorsión en la señal a controlar, bastante significativa, pero que finalmente será corregida.
- El buen desempeño del controlador por planos deslizantes de segundo orden se ve afectado en gran parte por las constantes que multiplican a las variables de estado del controlador, ya que si se asigna un valor inadecuado a estas constantes, el controlador no realizará su función de manera correcta e inmediatamente la variable a controlar tenderá hacia más o menos infinito, o en otros casos, no alcance el valor de referencia.
- Las respuestas del sistema con un control por modo deslizante de segundo orden en comparación con un control de tipo PID, tienen un tiempo de establecimiento menor, y un comportamiento menos lento

en el tiempo; en algunos casos las formas de onda de las señales presentan un efecto *chattering* en el momento de la respuesta, pero a pesar de esto, las respuesta no se ve afectada debido a la velocidad del viento a la que se someta la turbina, y rápidamente reduce el error del sistema en todo instante del tiempo. Mientras con un controlador PID, algunos variables de estado pueden depender en gran manera de la velocidad del viento debido a que su respuesta cambia en proporción al cambio de la velocidad del viento.

- El control por planos deslizantes diseñado permite tener una gran confianza en el sistema que será controlado por medio del controlador, ya que el sistema es robusto frente a cualquier variación del viento, lo que garantiza que ante una cualquier perturbación el sistema tendrá un estado transitorio bastante corto y la señal regresará a su estado requerido rápidamente.

5.2 Recomendaciones

- Al momento de diseñar el controlador por planos deslizantes, se debe tener en cuenta los valores de saturación de la función signo, ya que si estos son muy grandes, podría generar un efecto *chattering* bastante considerable, que distorsiona la señal y genera mucho ruido en la señal de salida, lo que puede causar que el error se reduzca de manera más lenta, o el sistema opere de forma no adecuada.
- En el momento del diseño del controlador, es importante saber el área en que se debe asignar los valores de las constantes que acompañan a los errores con que se genera el plano, además de la constante que multiplica a la función signo, puesto que al asignar una constante equivocada, es posible que el controlador después de cierto tiempo, no logre mantener las variables de estado sobre el plano deslizante, y el sistema se convierta inestable.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1]. De Battista, Hernán. “Control de la calidad de potencia en sistemas de conversión de energía eólica” PhD. dissertation, Universidad Nacional de La Plata, 2000.
- [2]. Freris, L. L., ed. *Wind Energy Conversion Systems*. Prentice-Hall (1990).
- [3]. Van der Hoven, Isaac. “*Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour*”, *Journal of meteorology*, Vol. 14, p. 160-164, U. S. Weather Bureau.
- [4]. S. Touré, “*Investigations on the Eigen-coordinates method for the 2-parameter weibull distribution of wind speed*”, *Renewable Energy*, vol. 30, no. 4, pp. 511–521, Apr. 2005.
- [5]. ESDU. “Characteristics of atmospheric turbulence near the ground. Part II: Single point data for strong winds (neutral atmosphere)”. ESDU 85020, Engineering Sciences Data Unit, UK. 1985.
- [6]. Escobar, Andres. Barrero, Luis. “Modelo matemático de un aerogenerador”, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad Tecnológica, 2009.
- [7]. Gómez, J. Carlos. Jiménez, J. Manuel. “*Wind generation using different generators considering their impact on power system*”, Universidad Nacional de San Juan Argentina, Facultad de Ingeniería, 2011.
- [8]. Bianchi, F. D., H. de Battista, y R. Mantz. *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modeling and Gain Scheduling Design*. Springer (2007).

- [9]. Alkandari, A. M., S. A. Soliman, y M. H. Abdel-Rahman. Steady state analysis of a doubly fed induction generator. *Energy and Power Engineering*, 3:393–400 (2011).
- [10]. Kim, H. S. y D. Dah-Chuan Lu. Wind energy conversion system from electrical perspective - a survey. *Smart Grid and Renewable Energy*, 1:119–131 (2010).
- [11]. Petru, T. y T. Thiringer. Modeling of wind turbines for power systems studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1132–1139 (2002).
- [12]. Bose, B. K. *Power electronics and AC drives*. Prentice-Hall (1986).
- [13]. Sabanovic, A. Variable structure systems with sliding modes in motion control - a survey. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, 7(2):212 –223 (2011).
- [14]. Filippov, A. F. *Differential equations with discontinuous righthand sides*, tomo 18 de *Mathematics and its applications*. Springer (1988).
- [15]. Pisano, A. y E. Usai. Sliding mode control: A survey with applications in math. *Mathematics and Computers in Simulation*, 81(5):954 – 979 (2011). ISSN 0378-4754.
- [16]. Sira-Ramírez, H. Differential geometric methods in variable structure control. *International Journal of Control*, 48(5):1359–1390 (1988).
- [17]. Levant, A. Principles of 2-sliding mode design. *Automatica*, 43(4):576–586 (2007).
- [18]. Moreno, J. A. y M. Osorio. A Lyapunov approach to second-order sliding mode controllers and observers. En *Procs. 47th IEEE Conference on Decision and Control, CDC 2008*, pags. 2856–2861. Mexico (2008).
- [19] G. Bartolini, A. Levant, A. Ferrara y E. Usai. “On second-order sliding-mode controllers”, Young y Ozguner, Springer Verlag, 1999.

[20] Evangelista C.A, Valenciaga F., Puleston P.F. “*Control multivariable por modos deslizantes de segundo orden para un sistema eólico basado en un generador de inducción de doble salida*”, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata, La Plata, Argentina, 2011.

[21]Didier Giraldo Buitrago, Iván Tabares Gómez. “*El problema de seguimiento en modo deslizante*”, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 1996.

[22]R. Pena, J.C. Clare, G.M. Asher. “*Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation*”. IEE Proc. Electr. Power Appl. Vol 143. No3. Mayo 1996.