



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**ESTUDIO DE TÉCNICAS DE
CONTROL GRID-FORMING PARA
AEROGENERADORES MARINOS**

Autor:
Diego García Carcedo

Tutor:
Dr. Ramón Blasco Giménez

Máster Universitario en Ingeniería Mecatrónica

17 de junio de 2020

Resumen

Autor:
Diego García Carcedo

Tutor:
Dr. Ramón Blasco Giménez

Estudio de técnicas de control Grid-Forming para aerogeneradores marinos

Grid-Forming, Field Oriented Control, Voltage Oriented Control, Droop Control, Virtual Synchronous Machine Control, PMSG Wind Turbine, Off-Shore

En un contexto de transición ecológica sin precedentes la generación eólica en general, y la aerogeneración Off-Shore en particular; tiene y tendrá un papel fundamental para la sostenibilidad energética del planeta. En este sentido, para un aprovechamiento óptimo de la energía contenida en el viento es necesario implementar técnicas de control que regulen el funcionamiento de los complejos sistemas que forman un aerogenerador.

El presente estudio tiene como finalidad realizar una comparativa entre dos técnicas de control vectorial basadas en la filosofía Grid-Forming y haciendo uso de un doble convertidor de potencia Back-to-Back que garantice la independencia del control de red y del control del generador. De este modo, se propone un control común que regule el funcionamiento del PMSG asegurando un nivel de tensión estable en el enlace de corriente continua del convertidor; y a partir de este punto se implementan las técnicas de control de red fundamentadas en Control Orientado de Tensión para su posterior análisis y comparación. Las estrategias de control objeto del estudio se basan el Droop Control y en Virtual Synchronous Machine.

Nowadays we live in a world that is deeply marked by the ecological transition. Transition in which the wind generation has and will have an important role for the Earth's energetic sustainability. In that way, advanced control systems that allow us to optimize wind energy extraction are needed.

In this study, a comparison between two Grid-Forming vector control strategies is presented. The system implemented is based on the using of a Back-to-Back converter, which ensures the grid and the generator decoupled control, and the implementation of a common PMSG control that will be used by both grid controllers. The Machine-Side Controller main objective is to assure a stable voltage level on the converter's DC-Link as well as to optimize the wind energy extraction. With the DC voltage properly controlled, the Voltage Oriented Control based Grid-Side Controllers are implemented and studied. The techniques presented in this study are Droop control and Virtual Synchronous Machine control.

En Valencia, a 17 de junio de 2020

Índice general

Resumen	III
1. Introducción	1
1.1. La energía eólica	1
1.1.1. El viento	1
Vientos geostróficos	1
Condiciones eólicas marinas	2
1.1.2. Producción energética	2
1.1.3. La energía eólica marina	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Fundamentación del estudio	4
2. Antecedentes y estado del arte	7
2.1. Generadores eléctricos	7
2.1.1. Generadores asíncronos de inducción	7
2.1.2. Generadores síncronos	8
2.2. Electrónica de potencia	9
2.2.1. Dispositivos de electrónica de potencia empleados en aerogeneración	10
2.3. Técnicas de control	11
2.3.1. Técnicas de control de potencia aerodinámica	11
2.3.2. Técnicas de control vectorial en sistemas PMSG basados en conver-	
tidores Back-to-Back	12
2.3.2.1. Control del Machine-Side Converter	12
2.3.2.1.1. Control Sensorless	14
2.3.2.2. Control del Grid-Side Converter	15
2.3.3. Técnicas de modulación	18
2.4. Topologías en aerogeneradores de velocidad variable	18
3. Descripción y caracterización del sistema	21
3.1. Sistema aeromecánico	21
3.1.1. Modelo aerodinámico	21
3.1.1.1. Curva de potencia	24
3.1.2. Modelo mecánico	24
3.1.2.1. Modelo mecánico de dos masas	25
3.1.2.2.1. Parámetros mecánicos	26
3.1.2.2. Control de ángulo de Pitch	26
3.2. Sistema eléctrico y electrónico	26
3.2.1. Generador síncrono de imanes permanentes	27
3.2.1.1. Modelo matemático del generador	27
3.2.1.2. Parámetros eléctricos	28
3.2.2. Convertidor de frecuencia Back-to-Back	29
3.3.2.1. Parámetros	29

3.3.2.2. Modulación PWM Senoidal Asíncrona	29
3.2.3. Filtro de red	31
3.2.4. Transformador trifásico de alta tensión alterna	31
3.3. Sistema de control	32
3.3.1. Sistema de control del generador	32
3.3.1.1. Control por orientación de campo del generador	32
3.3.1.2. Control de tensión del enlace de continua del convertidor	34
3.3.2. Sistema de control de la red	37
3.3.2.1. Control Orientado de Tensión basado en Droop Control	37
3.3.2.2. Control de red Grid-Forming basado en Virtual Synchronous Machine	39
4. Diseño del sistema de control	43
4.1. Diseño del sistema de control del generador	43
4.1.1. Diseño de los reguladores de corriente	43
4.1.1.1. Diseño del filtro antialiasing de corriente del generador	44
4.1.1.2. Diseño del regulador de corriente del eje d	45
4.1.1.2.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje d	47
4.1.1.2.2. Respuesta del regulador de corriente del eje d en simulación	49
4.1.1.3. Diseño del regulador de corriente del eje q	50
4.1.1.3.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje q	51
4.1.1.3.2. Respuesta del regulador de corriente del eje q en simulación	51
4.1.2. Diseño del regulador de tensión del enlace de corriente continua	52
4.1.2.1. Diseño del filtrado antialiasing del enlace de corriente continua	52
4.1.2.2. Diseño del regulador de tensión	54
4.1.2.2.1. Sintonizado del regulador de tensión	55
4.1.2.2.2. Respuesta del regulador de tensión en simulación	57
4.2. Diseño del sistema de control de la red	58
4.2.1. Diseño de los reguladores de corriente	59
4.2.1.1. Diseño del filtro antialiasing de corriente	59
4.2.1.2. Diseño del regulador de corriente del eje d	60
4.2.1.2.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje d	62
4.2.1.2.2. Respuesta del regulador de corriente del eje d en simulación	64
4.2.1.3. Diseño del regulador de corriente del eje q	65
4.2.1.3.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje q	66
4.2.1.3.2. Respuesta del regulador de corriente del eje q en simulación	66
4.2.2. Diseño de los reguladores de tensión	67
4.2.2.1. Diseño del filtro antialiasing de tensión	67
4.2.2.2. Diseño del regulador de tensión del eje d	69
4.2.2.2.1. Sintonizado del regulador de tensión del eje d	70
4.2.2.2.2. Respuesta del regulador de tensión eje d en simulación	71
4.2.2.3. Diseño del regulador de tensión del eje q	72
4.2.2.3.1. Sintonizado del regulador de tensión del eje q	73
4.2.2.3.2. Respuesta del regulador de tensión del eje q en simulación	74
4.2.3. Diseño del regulador Droop	74
4.2.3.1. Diseño del filtrado	75
4.2.3.2. Diseño de los coeficientes Droop	76
4.2.4. Diseño del regulador Virtual Synchronous Machine	77
4.2.4.1. Diseño del bucle de control de potencia activa y frecuencia	78
4.2.4.2. Diseño del bucle de control de potencia reactiva y tensión	78

B.3.1. Mediciones dentro del subsistema de control GSC 135

Bibliografía **137**

Índice de figuras

1.1. Esquema de las condiciones eólicas globales	2
1.2. Variación de la energía producida por unidad de area en función de la velocidad media del viento	3
1.3. Parque eólico marino de Iberdrola en Wikinger, Alemania	4
2.1. Interacción con la red eléctrica de un sistema Grid-Forming (izquierda) y de un sistema Grid-Following (derecha)	17
2.2. Topología de aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial	19
2.3. Topología de aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa	19
3.1. Desviación del flujo de aire a su paso por una turbina eólica	22
3.2. Relación entre el coeficiente de eficiencia energética y el ratio de velocidad en punta	23
3.3. Curva de potencia de un aerogenerador de velocidad variable	24
3.4. Sistema mecánico de transmisión de un aerogenerador	25
3.5. Sistema mecánico de dos masas	25
3.6. Sistema de control del ángulo de Pitch	26
3.7. Transformaciones directas de Clarke y Park	27
3.8. Topología del convertidor Back-to-Back	29
3.9. Modulación PWM senoidal asíncrona a 2050 Hz del convertidor de frecuencia para las tensiones de fase del generador	30
3.10. Curva de capacidad de un convertidor de frecuencia en modulación PWM senoidal	31
3.11. Diagrama vectorial del control FOC	33
3.12. Diagrama de bloques del control FOC	34
3.13. Flujo de energía en el doble convertidor de potencia	35
3.14. Diagrama de bloques del control DC-Link	36
3.15. Regulación Droop para redes inductivas	38
3.16. Diagrama de bloques del control VOC basado en Droop Control	38
3.17. Diagrama de bloques del control Droop	39
3.18. Diagrama de bloques del control VOC basado en VSM Control	40
3.19. Diagrama de bloques del control SVM	41
4.1. Bucles de control de tensión y corriente	43
4.2. Diagrama de Bode del filtro de corrientes del generador	45
4.3. Filtrado de las corrientes de fase/línea del generador	45
4.4. Bucle de control de corriente del eje d (GSC)	46
4.5. Respuesta de la aproximación de Padé para los retardos del eje d	47
4.6. Lugar de raíces del eje d	48
4.7. Respuesta temporal del eje d	48
4.8. Diagrama de Bode del eje d	49

4.9. Respuesta temporal en simulación del eje d	49
4.10. Respuesta temporal en simulación del desacople del eje q	50
4.11. Bucle de control de corriente del eje q	50
4.12. Respuesta temporal en simulación del eje q	52
4.13. Respuesta temporal en simulación del desacople del eje d	52
4.14. Diagrama de Bode del filtrado del bus de continua	53
4.15. Filtrado del nivel de tensión del enlace de continua	54
4.16. Filtrado de la corriente de consumo del enlace de continua	54
4.17. Bucle de control de tensión en el enlace de continua	55
4.18. Lugar de raíces del enlace de continua	56
4.19. Respuesta temporal del enlace de continua	56
4.20. Diagrama de Bode del enlace de continua	57
4.21. Respuesta temporal en simulación del enlace de continua	57
4.22. Respuesta en simulación del enlace de continua ante consumo energético	58
4.23. Bucles de control de potencia, tensión y corriente	58
4.24. Diagrama de Bode del filtro de corrientes de la red	60
4.25. Filtrado de las corrientes de fase/línea de la red	60
4.26. Bucle de control de corriente del eje d (GSC)	61
4.27. Respuesta de la aproximación de Padé para los retardos del bucle de co- rriente del eje d	62
4.28. Lugar de raíces del bucle de corriente del eje d	63
4.29. Respuesta temporal del bucle de corriente del eje d	63
4.30. Diagrama de Bode del bucle de corriente del eje d	64
4.31. Respuesta temporal en simulación del bucle de corriente del eje d	64
4.32. Respuesta temporal en simulación del desacople del bucle de corriente del eje q	65
4.33. Bucle de control de corriente del eje q (GSC)	65
4.34. Respuesta temporal en simulación del bucle de corriente del eje q	67
4.35. Respuesta temporal en simulación del desacople del bucle de corriente del eje d	67
4.36. Diagrama de Bode del filtro de tensión de la red	68
4.37. Filtrado de las corrientes de fase/línea de la red	69
4.38. Bucle de control de tensión del eje d	69
4.39. Lugar de raíces del bucle de tensión del eje d	70
4.40. Respuesta temporal del bucle de tensión del eje d	71
4.41. Diagrama de Bode del bucle de tensión del eje d	71
4.42. Respuesta temporal en simulación del regulador de tensión del eje d	72
4.43. Respuesta en simulación del nivel de tensión de la red ante consumo ener- gético	72
4.44. Bucle de control de tensión del eje q	73
4.45. Respuesta temporal en simulación del regulador de tensión del eje q	74
4.46. Diagrama de bloques del control Droop	74
4.47. Diagrama de Bode del filtrado Droop	76
4.48. Filtrado de las corrientes de fase/línea del generador	76
4.49. Regulación Droop para redes inductivas	77
4.50. Diagrama de bloques del control SVM	77
5.1. Disponibilidad energética y capacidad de producción	80
5.2. Simulación a velocidad constante 2: Nivel de tensión y corriente de consu- mo en el DC-Link	82
5.3. Simulación a velocidad constante 2: Potencias generada y de consumo . . .	82

5.4. Simulación a velocidad constante 1: Tensiones y corrientes trifásicas del PMSG	83
5.5. Simulación a velocidad constante 2: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link	84
5.6. Simulación a velocidad constante 2: Potencias generada y de consumo	84
5.7. Simulación a velocidad constante 2: Tensiones y corrientes trifásicas del PMSG	85
5.8. Simulación a velocidad constante 3: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link	86
5.9. Simulación a velocidad constante 3: Potencias generada y de consumo	86
5.10. Simulación a velocidad constante 3: Tensiones y corrientes trifásicas del PMSG	87
5.11. Simulación a velocidad constante 4: Tensión en el DC-Link y consumo energético senoidal de 0,5 Hz	88
5.12. Simulación a velocidad constante 4: Tensión en el DC-Link y consumo energético senoidal de 1 Hz	88
5.13. Simulación a velocidad constante 4: Tensión en el DC-Link y consumo energético senoidal de 2 Hz	89
5.14. Simulación a velocidad variable: Magnitudes del modelo mecánico	90
5.15. Simulación a velocidad variable: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link	91
5.16. Simulación a velocidad variable: Corrientes del generador en el marco de referencia $dq0$	91
5.17. Simulación a velocidad variable: Potencias generada y de consumo	92
5.18. Simulación a velocidad variable: Tensiones, corrientes y par del PMSG	92
5.19. Verificación del sistema GSC: Tensiones y corrientes de la red eléctrica	94
5.20. Verificación del sistema GSC: Tensiones y corrientes de la red en el marco de referencia $dq0$	94
5.21. Verificación del sistema GSC: Potencia y frecuencia de la red eléctrica	95
5.22. Funcionamiento en modo aislado: Respuesta dinámica de potencia activa y reactiva	96
5.23. Funcionamiento en modo aislado: Respuesta dinámica de frecuencia	97
5.24. Funcionamiento en modo asilado: Tensiones de fase y corrientes de fase/línea para el sistema Droop Control	97
5.25. Funcionamiento en modo asilado: Tensiones de fase y corrientes de fase/línea para el sistema VSM Control	98
5.26. Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón: Respuesta dinámica de potencia	99
5.27. Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón: Respuesta dinámica de potencia ampliada	100
5.28. Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón: Respuesta dinámica de frecuencia	101
5.29. Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema Droop Control	101
5.30. Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema VSM Control	102
5.31. Análisis de respuesta dinámica de referencias senoidales: Seguimiento de inyección de potencia activa	103

5.32. Análisis de respuesta dinámica de referencias senoidales: Seguimiento de inyección de potencia activa	104
5.33. Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de potencia activa del control Droop	105
5.34. Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal del control VSM ante variaciones de capacitancia	106
5.35. Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de potencia activa del control Droop	106
5.36. Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de potencia reactiva del control VSM	107
5.37. Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de frecuencia control Droop	107
5.38. Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de frecuencia del control VSM	108
5.39. Análisis de variación de frecuencia: Respuesta temporal de potencia activa	109
5.40. Análisis de variación de frecuencia: Respuesta temporal de la frecuencia de red	110
5.41. Análisis de variación de frecuencia: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema Droop Control	110
5.42. Análisis de variación de frecuencia: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema VSM Control	111
5.43. Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales de potencia activa y reactiva en el convertidor de potencia	112
5.44. Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales de potencia activa y reactiva en la red auxiliar	113
5.45. Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales de potencia activa y reactiva en la carga	113
5.46. Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales para el control Droop de la tensión de fase, las corrientes de fase/línea y la frecuencia en los bornes del secundario del transformador trifásico	114
5.47. Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales para el control VSM de la tensión de fase, las corrientes de fase/línea y la frecuencia en los bornes del secundario del transformador trifásico	114
A.1. Modelo completo	119
A.2. Modelo del sistema aeromecánico	120
A.3. Modelo del sistema de control del ángulo de Pitch	120
A.4. Modelo del sistema aerodinámico	121
A.5. Modelo mecánico de dos masas	121
A.6. Modelo del doble convertidor Back-to-Back	122
A.7. Modelo del control del generador	122
A.8. Modelo del Control FOC	123
A.9. Controlador de corriente del eje d	123
A.10. Controlador de corriente del eje q	124
A.11. Controlador de tensión del DC-Link	124
A.12. Modelo del control de red	125
A.13. Modelo del control VOC	125
A.14. Controlador de tensión del eje d	126
A.15. Controlador de corriente del eje d	126
A.16. Controlador de tensión del eje q	126
A.17. Controlador de corriente del eje q	127

A.18. Bucles de control Droop	127
A.19. Bucles de control VSM	128
A.20. Modelo general de los reguladores PI sin desacoplamientos posteriores . .	128
A.21. Modelo general de los reguladores PI con desacoplamientos posteriores .	129
B.1. Mediciones directas en el Machine-Side Converter	131
B.2. Mediciones directas en el Machine-Side Control	132
B.3. Mediciones directas en el subsistema aeromecánico	132
B.4. Mediciones directas en el subsistema aerodinámico	133
B.5. Mediciones directas en el Back-to-Back Converter	133
B.6. Mediciones directas en el Grid-Side Converter	134
B.7. Mediciones directas en el Grid-Side Control	135

Índice de cuadros

3.1. Parámetros del modelo mecánico de dos masas	26
3.2. Valores nominales y parámetros del PMSG	28
3.3. Valores nominales y parámetros del convertidor Back-to-Back	29
3.4. Parámetros del Filtro de Red	31
3.5. Parámetros del Transformador HVAC	32
5.1. Parámetros de simulación	79
5.2. Parámetros nominales del modelo electromecánico	80
5.3. Respuesta dinámica de potencia de los sistemas Droop y VSM en modo de conexión a red	100

Abreviaturas

PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
WRSG	Wound Rotor Synchronous Generator
SCIG	Squirell Cage Induction Generator
WRIG	Wound Rotor Induction Generator
OSIG	OptiSlip Induction Generator
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator)
VSM	Virtual Synchronous MMachine
MSD	Machine-Side Converter
GSD	Grid-Side Converter
THD	Total Harmonic Distortion
VSC	Voltage Source Converter
CSC	Current Source Converter
FOC	Field Oriented Control
VOC	Voltage Oriented Control
VOC	Vitual Oscillator Control
DTC	Direct Torque Control
ZDC	Zero D-Axis Current
MTPA	Maximum Torque Per Ampere
UPF	Unity Power Factor
MPPT	Maximun Power Point Tracking
AC	Altern Current
DC	Direct Current
VDC	Voltage Direct Current
HVDC	High Voltage Direct Current
HVAC	High Voltage Altern Current
PWM	Pulse Width Modulation
SPWM	Sine Pulse Width Modulation
SVM	Space Vector Modulation

Simbología

P_{Viento}	Potencia eólica	W
ρ_{Aire}	Densidad del aire	kg/m^3
$R_{Turbina}$	Radio eólico equivalente	m
V_{Viento}	Velocidad del viento	m/s
$P_{Mecanica}$	Potencia mecánica en el eje de la turbina	W
C_p	Coefficiente de eficiencia energética	—
$\omega_{Turbina}$	Velocidad angular del rotor eólico	rad/s / rpm
β	Ángulo de Pitch	rad
$\lambda_{Turbina}$	Tip-Speed Ratio	—
T_{Rotor}	Par en el eje del rotor eólico	Nm
$T_{Generador}$	Par en el eje del generador eólico	Nm
J_{Rotor}	Momento de inercia del rotor eólico	kgm^2
$J_{Generador}$	Momento de inercia del generador	kgm^2
D_{Rotor}	Coefficiente de amortiguamiento del eje del rotor eólico	—
$D_{Generador}$	Coefficiente de amortiguamiento del eje del generador	—
θ_{Rotor}	Ángulo de giro del eje del rotor eólico	rad
$\theta_{Generador}$	Ángulo de giro del eje del generador	rad
k_d	Rigidez del acoplamiento del modelo mecánico	Nm/rad
c_d	Coefficiente de fricción del acoplamiento del modelo mecánico	Nms/rad
N	relación de multiplicación del tren de engranajes	—
V / E	Tensión	V
$V_d / v_d / U_d$	Tensión del eje d	V
$V_q / v_q / U_q$	Tensión del eje q	V
$V_0 / v_0 / U_0$	Tensión del eje 0	V
V_α	Tensión del eje alpha	V
V_β	Tensión del eje beta	V
R_S	Resistencia del estátor	Ω
L_d	Inductancia del eje d	H
L_q	Inductancia del eje q	H
X_d	Reactancia del eje d	Ω
X_q	Reactancia del eje q	Ω
X_0	Reactancia del eje 0	Ω
i_d	Corriente del eje d	A
i_q	Corriente del eje q	A
i_0	Corriente del eje 0	A
i_α	Corriente del eje alpha	A
i_β	Corriente del eje beta	A
λ_d	Flujo del eje d	Wb
λ_q	Flujo del eje q	Wb
λ_0	Flujo de los imanes permanentes	Wb
ω_{el} / ω_e	Velocidad de los ejes dq0	rad/s
θ_{el} / θ_e	Posición de los ejes dq0	rad

Ω_{Rotor}	Velocidad del rotor	rad/s
p	Pares de polos	-
f / ω	Frecuencia	Hz
f_{Red}	Frecuencia de la red	Hz
T_e	Par electromagnético del generador	Nm
P	Potencia activa	W
Q	Potencia reactiva	VAR
S	Potencia aparente	VA
ε	Potencia en el enlace de corriente continua	W
B_{Esttor}	Campo magnético del estátor	N/C
B_{Rotor}	Campo magnético del rotor	N/C
$U_{DC-Link}$	Tensión en el enlace de corriente continua	V
U_{PWM}	Tensión de conmutación	V
U_{Red}	Tensión de red	V
i_{carga}	Corriente de consumo en el enlace de corriente continua	A
i_{abc} / i_{rst}	Corrientes de línea/fase	A
U_{abc} / U_{rst}	Tensiones de fase	V
K_T	Constante de Par	Nm/A
m_{Droop}	Coefficiente de caída de frecuencia	Hz/W
n_{Droop}	Coefficiente de caída de tensión	V/VAR
ω_0	Frecuencia de red	Hz
θ_0	Ángulo de red	rad
D_p	Coefficiente de fricción mecánico	Nms/rad
D_v	Coefficiente de caída de tensión	V/VAR
C	Capacidad del condensador	F

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo pretende ofrecer una visión contextualizada de la generación eólica y su fundamentación teórica, así como detallar cuáles son los objetivos, el alcance y las limitaciones del estudio.

1.1. La energía eólica

Se estima que en torno al 2 % de la energía que llega del Sol a la Tierra es transformada en la energía cinética de los vientos atmosféricos, el 35 % de esta energía se disipa en la atmósfera a un kilómetro de altura. De la energía restante aproximadamente el 7,69 % puede ser aprovechada, energía suficiente para abastecer diez veces el consumo mundial. Debido a este enorme potencial, el desarrollo de la aerogeneración resulta de gran interés (IDAE, 2020).

En este apartado se pretende dar una visión general de la energía eólica a nivel global y de sus características más relevantes.

1.1.1. El viento

El movimiento de masas de aire a nivel global es un complejo fenómeno condicionado por multitud de variables. El estudio de la dinámica del viento tiene un papel fundamental en la optimización de los sistemas de aerogeneración. A continuación se ofrece una descripción general de la dinámica de este fenómeno a partir del modelo publicado por la *Danish Wind Industry Association* (DWIA, 2020).

Vientos geostróficos

Durante el día las regiones cercanas al ecuador reciben una irradiación mayor que el resto de las zonas del globo, esto se traduce en un aumento de la temperatura de estas zonas y por ende el calentamiento de las masas de aire que allí se sitúan. El aire caliente asciende por convección térmica hasta los diez kilómetros de altura y comienza a desplazarse hacia el Polo Norte y Polo Sur para posteriormente descender y regresar a las zonas ecuatoriales. Sin embargo, debido a la rotación terrestre aparece el *efecto Coriolis* que desvía los vientos del hemisferio norte hacia la derecha y los del sur hacia la izquierda. Esto evita que a los treinta grados de latitud (para ambos hemisferios) el viento pueda seguir desplazándose y, en consecuencia, formando zonas de altas presiones que hacen descender las masas de aire.

Por el contrario, el aire caliente que asciende desde el ecuador provoca bajas presiones

que atraen tanto los vientos del norte y del sur. En los polos ocurre exactamente lo contrario, provocando zonas de altas presiones que repelen estas masas de aire. Finalmente, el efecto conjunto de todo lo anteriormente descrito puede apreciarse en la figura 1.1

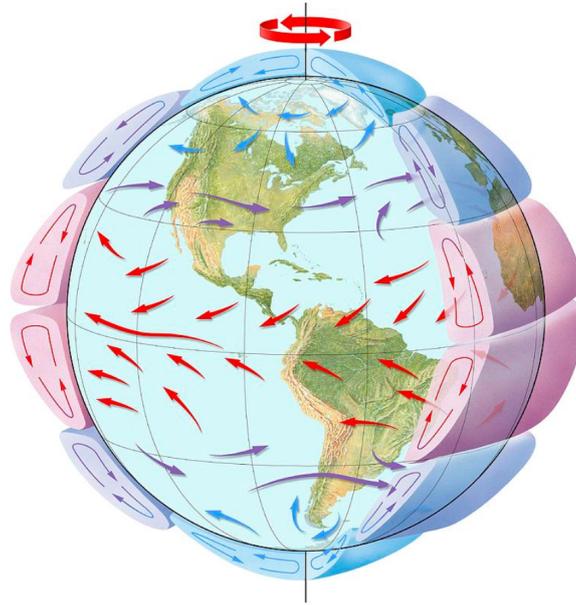


FIGURA 1.1: Esquema de las condiciones eólicas globales

Condiciones eólicas marinas

Las superficies marinas destacan por su reducida rugosidad, donde las mayores variaciones de esta son debidas a la formación de oleaje en condiciones de viento creciente. Esta baja rugosidad provoca que el efecto de cizallamiento del viento sea muy bajo, y por tanto que la velocidad de este no experimente grandes cambios con la altura.

Otra de las características del viento marino es que es bastante menos turbulento que el viento terrestre, esto es debido a que la diferencia de temperatura del agua con el aire es menor que en tierra firme ya que la irradiación solar penetra varios metros bajo el mar en vez de acumularse en la superficie.

1.1.2. Producción energética

Resulta evidente que la velocidad del viento es un factor clave a la hora de producir energía eólica, de hecho la variación de esta velocidad es tan relevante que condiciona en gran medida el funcionamiento y la integridad del aerogenerador.

La cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media de este, por tanto teniendo en cuenta la *Segunda Ley de Newton* y que el rotor eólico puede considerarse un cilindro se obtiene que la variación de energía producida por metro cuadrado en función de la velocidad media del viento responde a la curva representada en la figura 1.2.

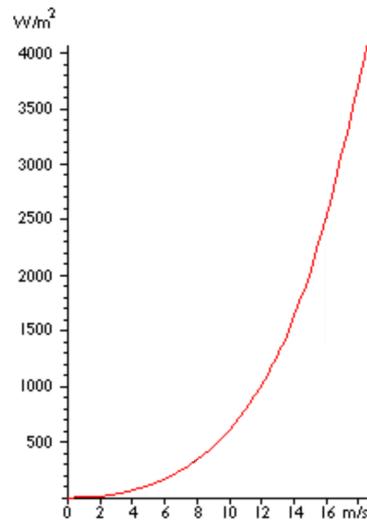


FIGURA 1.2: Variación de la energía producida por unidad de área en función de la velocidad media del viento (Fuente: DWIA, 2020)

1.1.3. La energía eólica marina

La producción de energía eólica marina se halla actualmente en expansión y en continua mejora debido a varias características ventajosas frente a la producción en tierra, de entre estas ventajas cabe destacar:

- El potencial energético existente en el mar es superior al de tierra firme debido a la ausencia de barreras. Esto se traduce en un viento más constante y de mayor velocidad.
- Es posible el uso de máquinas más grandes y con geometrías de mayor eficacia que permiten establecer potencias unitarias superiores a los 5MW.
- Posibilidad de utilizar alturas de torre reducidas debido a la menor rugosidad superficial del mar.
- Pequeño impacto visual y acústico.
- Mayor creación de empleo en las fases del proyecto relacionadas con la construcción, montaje y mantenimiento.
- Posibilidad de integración en complejos marinos mixtos.



FIGURA 1.3: Parque eólico marino de Iberdrola en Wikinger, Alemania

Por otro lado, las instalaciones marinas también presentan importantes desventajas respecto a las terrestres:

- Condiciones ambientales mucho más desfavorables que en tierra firme.
- Inexistencia de infraestructuras eléctricas marinas.
- Mayores costes de inversión y explotación.

1.2. Objetivos

El objetivo principal del presente estudio es realizar una comparación entre dos sistemas de control de red basados en la filosofía Grid-Forming y empleados actualmente en la generación eólica de alta potencia. Para ello se procede previamente a completar los objetivos indicados a continuación.

- Modelar electromecánicamente una turbina eólica basada en un generador síncrono de imanes permanentes de alta potencia.
- Modelar la red eléctrica de alta tensión alterna y el sistema de electrónica de potencia que sirva de enlace entre esta y la turbina anteriormente mencionada.
- Diseñar un sistema de control vectorial que regule el funcionamiento del generador eléctrico asegurando un nivel estable de tensión en el enlace de corriente continua del convertidor de potencia y una extracción óptima de energía para un perfil de vientos dado.
- Diseñar dos sistemas de control vectorial basados en Grid-Forming que regulen la inyección de energía en la red eléctrica, vertiendo esta en condiciones de tensión y frecuencia predefinidas.
- Realizar un estudio comparativo de la técnicas de control de red implementadas simulando el sistema completo para diferentes condiciones de funcionamiento.

1.2.1. Fundamentación del estudio

Los sistemas de control de red basados en la filosofía Grid-Forming cobran cada vez más relevancia en un contexto de transición ecológica en el que las fuentes de energía renovables cobran cada día más relevancia.

Dentro de la filosofía Grid-Forming existen múltiples estrategias de control, de entre las cuales destacan por su similitud el *Droop Control* y el *Virtual Synchronous Machine Control*. Estas dos técnicas presentan leyes de control prácticamente equivalentes para inercias virtuales distintas. En este sentido, el propósito del presente estudio es la comparación y análisis de ambas técnicas para un modelo de un aerogenerador marino de alta potencia.

Capítulo 2

Antecedentes y estado del arte

Desde sus inicios el la generación eólica no ha parado de expandirse y desarrollarse, es por ello que, actualmente se trata de unas de las técnicas de producción eléctrica más avanzadas que existen. Por ende, en aerogeneración confluyen multitud de tecnologías para conformar complejos sistemas que permitan un aprovechamiento eficiente de la energía cinética del viento. En el presente capítulo se ofrece una visión tecnológica, desde un punto de vista eléctrico, del sector que permita contextualizar el sistema de control propuesto en el proyecto.

2.1. Generadores eléctricos

Los aerogeneradores pueden producir energía eléctrica con cualquier generador trifásico conectado a una etapa de conversión de frecuencia que regule la inyección de energía a la red. De hecho, actualmente gracias al desarrollo de la electrónica de potencia es posible emplear incluso generadores de corriente continua en lugar de alterna (Ackerman, 2005). Sin embargo, casi en la totalidad de la producción eólica se hace uso de los generadores trifásicos de corriente alterna, que pueden ser asíncronos o síncronos.

2.1.1. Generadores asíncronos de inducción

Los generadores asíncronos giran a una velocidad superior a la de sincronismo, definida por los polos de la máquina y por la frecuencia de la corriente, para producir un efecto de inducción eléctrica sobre los devanados del estátor. De esta forma se produce la energía eléctrica que se vierte a la red.

Este tipo de generador destaca por su su robustez, simplicidad y precio. Sin embargo el mayor problema que presenta es la imposibilidad de generar autónomamente su campo magnético, sino que es necesario excitar el estátor magnéticamente mediante una fuente externa de potencia reactiva, que generalmente es la propia red (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012).

Existen dos tipos de generadores asíncronos de inducción diferenciados por las características constructivas del rotor (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012):

- **Generadores asíncronos de inducción con rotor de jaula de ardilla (SCIG):**
 - Destacan por su simplicidad, eficiencia y bajo mantenimiento.
 - Pueden ser implementados junto a un tren de engranajes tanto en sistemas de velocidad fija como de velocidad variable, aunque mayoritariamente son usados a velocidad fija.

- Es muy sensible a las fluctuaciones de viento y a los arranques debido a que los transitorios producidos por estas son transmitidos directamente a la red, lo cual puede producir serios problemas de estabilidad en una red débil. Sin embargo en régimen permanente y conectado a una red fuerte se trata de un generador muy robusto y estable.
 - La relación entre potencia activa, potencia reactiva, tensión y velocidad es única. Por tanto tan solo es posible producir más potencia activa en situación de viento fuerte si se aumenta el consumo de potencia reactiva, esto implica pérdidas adicionales y la posibilidad de desestabilizar la red.
- **Generadores asíncronos de inducción con rotor bobinado (WRIG):**
- Se trata de una alternativa más cara y menos robusta a los SCIG.
 - Su implementación se realiza junto a un tren de engranajes y pueden funcionar a velocidad fija y variable.
 - Las características eléctricas del rotor pueden ser controladas desde el exterior, y por tanto es posible magnetizar tanto el rotor como el estátor. Además, la energía residual del rotor puede recuperarse para alimentar el estátor.

2.1.2. Generadores síncronos

Los generadores síncronos giran exáctamente a la velocidad de sincronismo definida por la red y las características constructivas de la máquina, esto es debido a que tanto el campo magnético del rotor como el del estátor giran solidarios a la misma frecuencia. La energía eléctrica es producida por el desfase de 120° que existe entre los campos magnéticos anteriormente mencionados.

En relación con los generadores asíncronos su precio y complejidad son mucho mayores, sin embargo poseen una importante ventaja frente a estos: no precisan de energía reactiva magnetizante. En consecuencia el campo magnético de la máquina es creado por imanes permanentes o por devanados convencionales ambos instalados sobre el rotor (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012):

- **Generadores síncronos de rotor bobinado (WRSG):**
- El bobinado del rotor está conectado directamente con la red, y por consiguiente la velocidad de giro de la máquina está fuertemente supeditada a la frecuencia de esta.
 - Es posible implementarlos sin tren de engranajes para velocidades fijas o variables.
- **Generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG):**
- Las ventajas de este tipo de generador son consecuencia de su auto-excitación mediante imanes permanentes, la cual los confiere gran eficiencia y un alto factor de potencia.
 - Pueden instalarse para aplicaciones de velocidad fija o variable con o sin tren de engranajes.
 - La eficiencia de estos generadores reside en proporcionar excitación magnética sin necesidad de una fuente externa de energía, sin embargo los materiales empleados en la fabricación de los imanes son de elevado coste debido a su

escasez y dificultad de manufactura. Además, las propiedades magnéticas de los imanes son sensibles a la variación de temperatura y es necesario disponer de un sistema de refrigeración.

- El uso de excitación con imanes permanentes hace que sea necesario implementar junto al PMSG un convertidor de potencia de escala completa para ajustar la tensión y la frecuencia de la energía generada a la de la red.
- La naturaleza de los PMSG puede causar problemas durante los arranques, la sincronización y la regulación de tensión. Sin embargo, su funcionamiento es realmente robusto en condiciones en las que la velocidad del viento es inestable.

2.2. Electrónica de potencia

En la aerogeneración, como en cualquier otro método de generación eléctrica, es necesario verter la energía generada de forma adecuada en la red. Esto significa que tanto la tensión, como la frecuencia y la potencias deben ser reguladas a la hora de ser inyectadas. En este sentido, el uso de tecnologías del ámbito de la electrónica de potencia resulta fundamental.

Las implicaciones que tiene la electrónica de potencia en aerogeneración afectan tanto a la propia turbina como a la red a la que está conectada (Ackerman, 2005). Las características de esta tecnología pueden agruparse en dos vertientes principales:

- **Control de frecuencia:** Tiene gran importancia desde el punto de vista de la turbina ya que permite el uso de turbinas de velocidad variable (Ackerman, 2005).
 - Extracción óptima de energía para cada punto de funcionamiento del sistema.
 - Reducción de esfuerzos mecánicos en el eje y tren de engranajes.
 - Control de carga.
 - Posibilidad de aplicaciones sin tren de engranajes, siendo el convertidor de frecuencia quien asuma su función.
 - Reducción del ruido con viento a baja velocidad.
 - Alto coste.
 - Pérdidas energéticas adicionales debidas a la conmutación.
- **Control de la red:** Desde el punto de vista de la red, permite que esta pase a ser un elemento activo del sistema (Ackerman, 2005).
 - Control de la potencia activa y reactiva que se vierte a la red.
 - El convertidor puede ser usado como fuente de potencia reactiva.
 - Mejora de la estabilidad de la tensión de la red.
 - Mejora de la calidad de la energía de la red.
 - Reducción del ruido con viento a baja velocidad.
 - Generación de corrientes armónicas de alta frecuencia.

2.2.1. Dispositivos de electrónica de potencia empleados en aerogeneración

Dentro de la electrónica de potencia existen numerosos dispositivos con aplicación en los sistemas de aerogeneración, de entre ellos destacan:

- **Arrancadores suaves:** Se trata de un dispositivo barato conformado por dos tiristores de conmutación por fase conectados en antiparalelo. Su utilidad reside en la disminución del pico de corriente de arranque en turbinas eólicas de velocidad fija, que puede llegar a superar en ocho veces la corriente nominal de la máquina (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012). Tras el arranque se puentean para reducir pérdidas de conmutación.
- **Baterías de condensadores:** Está formado por un conjunto de condensadores que se conectan y desconectan al sistema en función de los requerimientos de potencia reactiva del generador. De este modo la bancada actúa como fuente de potencia reactiva minimizando la absorción de esta de la red y aumentando el factor de potencia del sistema (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012).
- **Convertidores de frecuencia:** Los variadores o convertidores de frecuencia están formados por un rectificador (conversión AC/DC), un condensador (acumulación energética) y un inversor (conversión DC/AC); cuya función es tratar la energía generada antes de inyectarla en la red (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012). En cuanto a las tipologías, cabe destacar:
 - **Convertidores Back-to-Back:** Es un convertidor de potencia de dos fases bidireccional y dos niveles de tensión formado por un rectificador y un inversor trifásicos VSC de tres ramas y tres líneas modulados por PWM. Su uso es el más extendido en aerogeneración y permite controlar la red (GSC) y el generador (MSC) por separado empleando un convertidor para cada caso (Hansen y col., 2001).
 - **Convertidores Multinivel:** Convertidores VSC capaces de generar más de dos niveles de tensión a su salida y generalmente utilizados en aplicaciones de media tensión y alta potencia. Entre sus características más destacables cabe señalar la reducción de la tensión soportada por los semiconductores, la disminución del THD y sus reducidas pérdidas por conmutación (Hansen y col., 2001).
 - **Convertidores en Tándem:** Convertidor con dos inversores dispuestos en paralelo donde uno de ellos funciona como CSC y el otro como VSC, ambos modulador por PWM. Su principal ventaja es la reducción significativa de pérdidas por conmutación (Hansen y col., 2001).
 - **Convertidores Matriciales:** Se trata de un convertidor trifásico compuesto por interruptores bi-direccionales que conectan una carga trifásica directamente a la red. Su característica más significativa es que trabaja a alta frecuencia de conmutación PWM, permitiendo variar la tensión, la frecuencia y el factor de potencia para cualquier tipo de carga (Hansen y col., 2001; Ortega, 2006).
 - **Convertidores de Resonancia:** Es un convertidor en el que se combinan circuitos resonantes L-C con frecuencias de conmutación elevadas permitiendo funcionar como fuente de tensión, fuente de sumidero de corriente y fuente de potencia para cargas muy variables (Hansen y col., 2001).

2.3. Técnicas de control

La producción eléctrica mediante turbinas eólicas de velocidad variable se está consolidando como la solución más atractiva para la generación máxima de energía. Sin embargo, la cantidad de energía extraída del viento no solo depende de la cantidad de esta presente en el lugar de generación, sino también de la estrategia de control empleada en el sistema (Oana, 2009).

Por ello el control óptimo de todos los componentes que conforman los sistemas de aerogeneración se convierte en un objetivo crucial para el funcionamiento, que persigue: aumentar la disponibilidad y fiabilidad de los sistemas, maximizar la generación energética, atenuar los esfuerzos mecánicos de la estructura y garantizar la calidad y estabilidad energéticas de la red (García-Sanz y Houppis, 2012). A continuación se detallan las principales técnicas de control existentes en el sector eólico, haciendo especial énfasis en las técnicas relacionadas con los generadores síncronos de imanes permanentes.

2.3.1. Técnicas de control de potencia aerodinámica

El control de las fuerzas aerodinámicas que inciden sobre las aspas del rotor eólico es un factor fundamental a la hora de asegurar la integridad estructural del aerogenerador en situaciones de viento fuerte, donde el exceso de potencia mecánica podría dañar seriamente el sistema. Las técnicas de control de potencia más extendidas son las siguientes:

- **Regulación pasiva por pérdida aerodinámica (Stall Control):** Esta técnica de control se basa en el diseño aerodinámico de las aspas del rotor eólico. El perfil aerodinámico de estas asegura que en el momento en el que la velocidad sea demasiado alta se creará turbulencia en la parte del aspa donde no incide el viento, produciéndose una pérdida de sustentación que evita que la fuerza ascensional del aspa actúe sobre el rotor. Entre sus características cabe destacar: fluctuaciones de potencia reducidas, baja eficiencia para velocidades de viento pequeñas y sensibilidad ante variaciones en la densidad del aire y en la frecuencia de red (Ackerman, 2005)). Se trata una alternativa con presencia casi nula en el sector debido al avance de aerogeneradores de velocidad variable, donde la técnica implementada es la regulación activa por cambio del ángulo de paso.
- **Regulación activa por cambio del ángulo de paso (Pitch Control):** La regulación por cambio de ángulo de paso se basa en el giro de las aspas respecto al buje del rotor eólico en función de la potencia generada, si es demasiado alta las aspas girarán en contra del viento y viceversa. Sus características más representativas son: control de potencia en torno a valores nominales para velocidades de viento altas, posibilidad de arranque asistido y parada de emergencia, gran complejidad y grandes fluctuaciones de potencia para rachas de viento fuertes (Ackerman, 2005). Actualmente es la técnica de control de potencia aerodinámica más extendida en el sector, ocupando casi la totalidad del volumen de nuevos proyectos de generación eólica.
- **Regulación activa por pérdida aerodinámica (Active Stall Control):** Se trata de una técnica de gran complejidad basada en las anteriormente mencionadas. Las aspas del rotor tienen la capacidad de variar su ángulo de paso y están diseñadas aerodinámicamente para producir un efecto de sustentación en situaciones de viento fuerte. Para velocidades de viento bajas su funcionamiento es como el de la regulación por cambio de ángulo de paso, sin embargo, en el momento en el que se alcanza la potencia nominal las aspas giran en sentido favorable al viento produciéndose

la pérdida de sustentación que se ha señalado con anterioridad. Esta técnica destaca por poder funcionar a potencia nominal para casi cualquier tipo de viento y por permitir un control más exacto de esta. Por otro lado, permite: compensar las variaciones de densidad del aire, realizar paradas de emergencia y arranques asistidos (Ackerman, 2005). Al igual que su variante *Stall Control*, su presencia es casi inexistente en el sector.

2.3.2. Técnicas de control vectorial en sistemas PMSG basados en convertidores Back-to-Back

Los generadores síncronos de imanes permanentes se instalan junto a convertidores de potencia Back-to-Back, lo cual permite implementar técnicas de control complejas mediante modulación por ancho de pulso tanto en el convertidor del generador, o *Machine-Side Converter (MSC)*, como en el convertidor de la red, o *Grid-Side Converter (GSC)*; estando estas totalmente desacopladas entre ellas.

En este tipo de sistemas generalmente se hace uso del control vectorial, el cual tiene en cuenta el estado electromagnético de la máquina en todo momento durante su operación. Se basa en la regulación de las magnitudes, frecuencias y posiciones angulares de la tensión y corriente de las máquinas eléctricas (Puche, 2019).

Las diferentes técnicas presentes en el sector eólico se detallan a continuación, haciendo distinción entre el control aplicado en el generador y el control aplicado en la red eléctrica.

Las diferentes técnicas presentes en el sector eólico se detallan a continuación, indicando para cada caso la estrategia de control relativa al convertidor de potencia del generador (MSC) y seguida de la regulación de sus principales parámetros:

2.3.2.1. Control del Machine-Side Converter

La estrategia de control relativa al convertidor que se conecta al generador es la encargada de regular y garantizar el funcionamiento óptimo de la máquina eléctrica, para así obtener una extracción de energía óptima para todas las condiciones de funcionamiento que puedan darse en el sistema. A continuación se detallan estas técnicas de control indicando para cada caso la regulación de sus principales parámetros:

- **Control Orientado de Campo (FOC):** El control FOC permite regular el par eléctrico del PMSG en todo momento mediante el control de la corriente del estátor de la máquina. Esto es posible gracias al cambio de referencia, situando esta en alineación con el campo magnético del rotor, y mediante el desacople de las corrientes en sus componentes de par y de magnetización.
 - **Control de par:** El cambio de referencia y el consecuente desacople de las corrientes del estátor (i_d e i_q) permite implementar diferentes metodologías que optimizan el control de par para cada aplicación.
 - Control de Corriente Cero del eje-d (ZDC): Estrategia de control en la que la componente de corriente del eje-d se anula mientras que la componente del eje-q se relaciona lineal y proporcionalmente con el par eléctrico generado por la máquina (Wu y col., 2011).
 - Control de Máximo Par por Amperio (MTPA): Técnica de control que implementa relaciones matemáticas entre i_d e i_q , dependientes de las características constructivas del generador, con el objetivo de minimizar las corrientes estatóricas para un par dado. Una de sus ventajas más relevantes

es la disminución de la disipación térmica en los devanados (Wu y col., 2011).

- **Control de Factor de Potencia Unitario (UPF):** El objetivo de esta estrategia de control es mantener un factor de potencia unitario en el generador durante su funcionamiento, para ello se implementan relaciones matemáticas entre i_d e i_q para cada punto de funcionamiento del PMSG (Wu y col., 2011).
- **Control de tensión:** En la regulación del nivel de tensión del enlace de continua del convertidor Back-to-Back existen dos alternativas que condicionan el funcionamiento de todo el sistema. Por un lado, el control puede realizarse en el MSC implementando un bucle de control de tensión previo a los bucles de corriente de manera que la referencia de corriente generada por el bucle de tensión compense la descarga del condensador (Andrade y col., 2015; Peña y col., 2016; Gajewski y Pienkowski, 2016). Por otro lado, el control puede ser implementado en el GSC condicionando la estrategia de regulación de velocidad.
- **Control de velocidad:** El control de velocidad está directamente condicionado por la estrategia de control de tensión implementada en el sistema. Si la tensión es regulada en el MSC es preciso delegar su control al sistema de control de potencia ya que el par eléctrico del generador se adapta a las variaciones de tensión del doble convertidor (Andrade y col., 2015; Gajewski y Pienkowski, 2016). Sin embargo, si el nivel de tensión se controla en el GSC, la regulación de la velocidad de rotación se realiza generando una referencia de par electromagnético acorde a la velocidad de viento en cada instante de funcionamiento (Kendouli y col., 2012; Bariša y col., 2015; Liyong y col., 2009; Errami y col., 2013).
- **Control de potencia:** Independientemente de la estrategia de control seguida a la hora de regular la tensión, el control de potencia aerodinámica incidente en el rotor eólico se realiza mediante el control del ángulo de Pitch (Peña y col., 2016; Ghani y Tahour, 2016; Errami y col., 2013). La técnica empleada en la variación de este ángulo se basa en el Control de Seguimiento del Máximo Punto de Potencia (MPPT), el cual realiza el seguimiento de la referencia de velocidad de rotación óptima para una velocidad de viento dada (Wu y col., 2011). La generación de esta referencia puede realizarse de tres formas:
 1. Mediante el perfil de potencias de la turbina.
 2. Mediante el ratio de velocidad en punta (*Tip-Speed Ratio*).
 3. Mediante la generación de par óptimo.
- **Control Orientado de Tensión (VOC):** El control VOC está relacionado en gran medida con el control FOC puesto que también está basado en el control de las corrientes del estátor para obtener la respuesta de par deseada. Sin embargo, el cambio de referencia se alinea con la tensión y permite el desacople de las corrientes en sus componentes de potencia activa y reactiva (Kendouli y col., 2012 y Koumba y col., 2017). En lo que se refiere a la estabilidad del control, es preciso mencionar que una de sus principales desventajas es la gran dependencia de la tensión con la variación de velocidad. Esto produce que el control presente un funcionamiento inadecuado para velocidades de rotación bajas.

- *Control de velocidad*: La velocidad del sistema eólico es regulada mediante el sistema de control del ángulo de Pitch, el cual tiene como objetivo ajustar la velocidad del rotor eólico para la máxima extracción de energía eólica en cada punto de funcionamiento (Kendouli y col., 2012 y Koumba y col., 2017).
- *Control de potencia*: La generación de energía eléctrica está fuertemente relacionada con el control de velocidad dado que es el sistema de control Pitch el que realiza su regulación. Tal y como se ha mencionado antes, para cada punto de funcionamiento del aerogenerador se genera una referencia de velocidad de giro que permita extraer la máxima cantidad de energía del viento. Es preciso señalar que la referencia está limitada tanto por la potencia máxima del generador como por su velocidad máxima de giro (Kendouli y col., 2012 y Koumba y col., 2017).
- *Control de tensión*: El control del nivel de tensión en los bornes del condensador del convertidor Back-To-Back se implementa en el MSC de tal forma que las fluctuaciones de tensión son compensadas mediante el bucle de corriente del sistema de control (Kendouli y col., 2012 y Koumba y col., 2017).
- **Control Directo de Par (DTC)**: El control DTC se fundamenta en la aplicación apropiada de los vectores de tensión en el estátor del PMSG en base a las estimaciones de flujo y par obtenidas a partir de la medición de las corrientes del generador. La complementación de este tipo de control se puede realizar mediante controladores de histéresis de flujo y par, o mediante modulación PWM; siendo esta una alternativa más interesante por la reducción de armónicos en las corrientes del estátor y por la disminución del rizado del par electromagnético (Zhang y col., 2019, Shimona y Jannie, 2018 y Tiwari y col., 2017).
 - *Control de velocidad*: La regulación de velocidad del generador se realiza mediante un bucle de control de tensión implementado en el MSC que genera la referencia de par electromagnético a proporcionar por el PMSG en todo momento. Cabe señalar que este parámetro está íntimamente relacionado con con el sistema de control de potencia, el cual genera la referencia de velocidad del aerogenerador en función de la velocidad del viento y de la potencia activa que debe producirse (Zhang y col., 2019, Shimona y Jannie, 2018 y Tiwari y col., 2017).
 - *Control de potencia*: El sistema de control de potencia está basado en la regulación del ángulo de Pitch. Para cada valor de velocidad del viento se establece un punto de operación óptimo que genera una referencia de Pitch y de velocidad de giro del sistema (Zhang y col., 2019, Shimona y Jannie, 2018 y Tiwari y col., 2017).
 - *Control de tensión*: La estabilidad del nivel de tensión en el enlace de continua del convertidor Back-to-Back se realiza en el GSC mediante un bucle de control de tensión que tiene como entradas tanto la medición de la tensión en los bornes del condensador, como el consumo de energía por parte de la red (Zhang y col., 2019, Shimona y Jannie, 2018 y Tiwari y col., 2017).

2.3.2.1.1. Control Sensorless

Los sistemas de control vectorial para generadores síncronos de imanes permanentes actuales permiten implementar técnicas de control que no requieren de un sensor de posición/velocidad o *encoder* para conocer la posición del rotor en cada momento durante

su funcionamiento, sino que es posible estimarla mediante procedimientos matemáticos. Esta técnicas de control recibe el nombre de *Sensorless* o *Encoderless*, y es aplicable a los controles anteriormente mencionados (Oana, 2009; Baktiono, 2012; Zhang y col., 2012).

En lo referente a su presencia en el sector es preciso señalar que el coste relativo del sensor respecto al coste total de un aerogenerador marino es ínfimo y por consiguiente la implementación de estos sistemas es reducida.

2.3.2.2. Control del Grid-Side Converter

El convertidor situado entre la red eléctrica y el enlace de corriente continua del convertidor Back-to-Back regula la inyección a la red de la energía extraída del viento y acumulada en el enlace de continua. Durante esta operación resulta imperativo que el control implementado siga permanentemente las características eléctricas de tensión y frecuencia de la red, para poder volcar la energía de forma apropiada. A continuación se ofrece una visión de las principales técnicas y estrategias de control empleadas en el sector para realizar esta tarea.

- **Control Orientado de Tensión (VOC):** Tal y como se indicó en el punto anterior, el control VOC se basa en el desacople de las corrientes de la línea eléctrica en sus componentes de potencia activa y potencia reactiva (Kendouli y col., 2012 y Koumba y col., 2017), orientando el sistema con el vector tensión de la red, cuya rotación es la frecuencia de esta. La inyección de potencia, por su parte, se regula mediante bucles de control de potencia, tensión y corriente conectados en cascada en los que se incorporan las componentes de desacople de tensión, corriente e inductancia de la red (Bariša y col., 2015; Freire y col., 2012; Peña y col., 2016; Gajewski y Pienkowski, 2016).

Las ventajas más destacables de este tipo de control están relacionadas con la frecuencia de conmutación constante, que permite una distorsión armónica reducida y un diseño sencillo del filtrado (Tiwari y col., 2017).

Dentro de todas las posibles estrategias de control basadas en VOC se establece una distinción en base a la forma en la que se relaciona la inyección de energía con la red eléctrica.

- **Convertidores Grid-Forming:** Los convertidores de potencia cuya estrategia de control esta basada en Grid-Forming se comportan como fuentes de tensión que vierten la energía en la red imponiendo tanto la amplitud de la tensión como la frecuencia de esta (Rocabert y col., 2012). De este modo el convertidor mantiene estos parámetros dentro de unos límites prefijados y contribuye a garantizar la estabilidad de la red (Tayyebi y col., 2018; Farid y col., 2018; Monshizade y col., 2015). Por otro lado, el funcionamiento del convertidor como fuente de tensión hace que la impedancia de salida de este sea muy baja y por tanto se requiere de un sistema de sincronización extremadamente preciso si el sistema funciona en paralelo con otros convertidores similares (Rocabert y col., 2012).

Una característica notable de los sistemas de control de red Grid-Forming es que no requieren de una red eléctrica existente que fije tanto la tensión como la frecuencia para su operatividad. En este sentido, es posible implementar un control en un sistema aislado de forma que es el propio convertidor de red el que crea e impone las características de tensión y frecuencia a todos las cargas

conectadas a él. Las estrategias de control basadas en Grid-Forming actuales en el sector eólico son:

- *Droop Control*: El Droop Control o Control de Caída es una técnica de control que regula la caída de tensión y frecuencia que se produce tras la entrada en carga de la red. Su principio de funcionamiento se basa en la sustracción proporcional de potencias activa y reactiva promedio mediante lazos de control que emulan inercias virtuales (Chip, 2018). Estas inercias se implementan por medio de ganancias cuyo valor es un coeficiente que define la variación o caída máxima que puede tener tanto la frecuencia como la tensión de la red. De este modo es posible obtener muy buen comportamiento en puntos de operación cercanos al de estado estacionario (Gross, 2019).

En cuanto a las variantes que existen para el control Droop, es preciso indicar la gran importancia que cobra la impedancia de la línea ahora de seleccionar una u otra. En este sentido, mientras que para el control *Droop convencional* no se hace ningún tipo de distinción en base a las características de la red, existen métodos que si las tienen en cuenta (Han y col., 2016). Para líneas predominantemente resistivas resulta conveniente hacer uso de control *Droop VPD/FQB*; mientras que si la impedancia de la línea es compleja es preferible la implementación del control *Droop P-Q-V* (Chip, 2018).

- *Virtual Synchronous Machine (VSM)*: El concepto de control VSM se fundamenta en la emulación del funcionamiento de un generador síncrono por parte del convertidor de potencia. En otras palabras, el control incluye el modelo matemático del sistema electromecánico de una máquina síncrona para proporcionar un suministro de energía como si de un generador síncrono se tratase (Zhong y Weiss, 2011). El control, por tanto, se basa en un regulador de potencia capaz de controlar tensión y frecuencia, y por ende capaz de realizar una regulación de las potencias activa y reactiva inyectadas en la red (Oñate, 2016; Darco y col., 2015; Risan, 2016).

En lo referente a la implementación, actualmente existen varias propuestas de control VSM con ventajas y desventajas propias que modifican el comportamiento del sistema. De entre ellas cabe señalar dos por su relevancia. Por un lado la implementación de un sistema de autosincronización en el control que permita al VSM prescindir de la unidad de sincronización (Zhong y col., 2014) necesaria en los sistemas de control de red. Y por otro lado, la posibilidad de modificar el valor de la inercia virtual del VSM para mejorar la respuesta dinámica del sistema (Alipoor y col., 2014).

- *Matching Control*: Técnica de control basada en las relaciones que presenta la dinámica de un generador síncrono con un convertidor de potencia de dos niveles. Estas relaciones se traducen en la equivalencia entre el nivel de tensión y la corriente del enlace de continua del convertidor con la frecuencia de un generador y su par electromagnético respectivamente (Tayyebi y col., 2018). La principal ventaja del Matching Control es la capacidad de regulación de la red eléctrica mediante la medición y control en el enlace de continua, no siendo necesario realizar mediciones en la red

eléctrica y suprimiendo el retardo asociado a estas (Tayyebi y col., 2018; Cvetkovic y col., 2015).

- *Virtual Oscillator Control (VOC)*: Se trata de una técnica de control en la que el convertidor de potencia emula el comportamiento dinámico de un oscilador no lineal. De esta forma permite a los convertidores de una línea eléctrica sincronizar su inyección de tensión y potencia sin necesidad de comunicarse entre ellos. Para lograrlo, estos sistemas incorporan el modelo de un oscilador no lineal de zona muerta que fija tanto la frecuencia como la amplitud de la tensión del sistema (Dhople y col., 2013). Las características que mejor definen este tipo de control son su robustez, estabilidad e incapacidad para especificar referencias de tensión y frecuencia (Gross, 2019). Sin embargo, existen propuestas como el Dispatchable Virtual Oscillator Control que mejoran estas características permitiendo definir especificaciones de potencia y tensión (Gross, 2019).
- *Convertidores Grid-Following*: Los convertidores basados en la filosofía Grid-Following se comportan como fuentes de corriente, presentando una gran impedancia de salida. Este tipo de convertidores intervienen en el control de la tensión y frecuencia de la red eléctrica por medio de la regulación de potencia activa y reactiva vertidas. Cabe señalar que este tipo de convertidores únicamente pueden trabajar conectados a una red donde ya existan una frecuencia y tensión definidas, siendo imposible su utilización en modo aislado Farid y col., 2018; Monshizade y col., 2015; Rocabert y col., 2012).

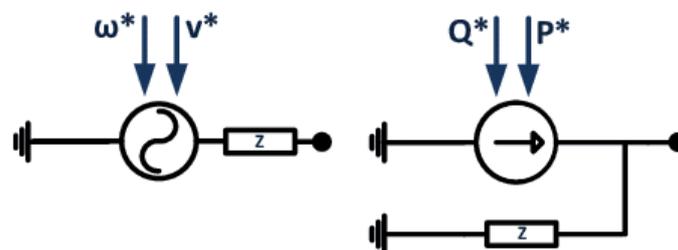


FIGURA 2.1: Interacción con la red eléctrica de un sistema Grid-Forming (izquierda) y de un sistema Grid-Following (derecha) (Fuente: Monshizade y col., 2015)

- **Control Directo de Potencia (DTP)**: El control de la energía vertida a la red se realiza directamente a partir del cálculo de potencia activa y reactiva consumida y la posterior aplicación de los vectores de tensión indicados en el convertidor (Shimona y Jannie, 2018). Su uso no está muy extendido debido a que se produce un gran rizado tanto en las corrientes como en las potencias activa y reactiva de la red, además se complica enormemente el filtrado de armónicos dado que la frecuencia de conmutación no es constante (Freire y col., 2012). En cuanto a la contextualización de la interacción del control DTP con la red eléctrica, se encuadra dentro de las estrategias de control basadas en Grid-Following.

2.3.3. Técnicas de modulación

La modulación es una de las partes más importantes en el control de máquinas eléctricas mediante convertidores de potencia puesto que se encarga de ejecutar las acciones de regulación generadas en el sistema de control. Las técnicas de modulación empleadas en aerogeneración son:

- *Modulación PWM*: La Modulación por Ancho de Pulso es una técnica en la que se modifica el ciclo de trabajo de las señales de tensión proporcionadas por el sistema de control para hacerlas efectivas, a través de unas reglas de conmutación específicas, en el convertidor de potencia. Existen dos tipos de modulación PWM:
 - Modulación PWM de Onda Cuadrada: Las reglas de conmutación de la modulación PWM de Onda Cuadrada siguen una ley senoidal que permiten obtener un valor de tensión eficaz en las fases con un valor máximo del 81 % de la tensión en el enlace de continua del convertidor. Sin embargo, a pesar de esta alta capacidad del convertidor, se producen armónicos de baja frecuencia difíciles de filtrar.
 - Modulación PWM Senoidal (SPWM): En la modulación PWM Senoidal se compara la señal de entrada con una señal portadora triangular de alta frecuencia, en función de los cortes entre ambas señales se produce la conmutación generando una tensión eficaz en las fases de hasta el 78 % de la tensión del enlace de continua. Dependiendo del índice de modulación aplicado se distinguen la SPWM Síncrona (baja modulación) y SPWM Asíncrona (alta modulación); cuya principal diferencia es la necesidad de sincronización en el caso de los moduladores síncronos.
- *Modulación Vectorial (SVM)*: La Modulación Vectorial se basa en la capacidad de representación de un sistema trifásico equilibrado de tensiones y corrientes en el plano mediante un vector. La combinación de todas las posibles proyecciones de corrientes y tensiones en el plano permite tabular los estados o vectores de conmutación que pueden ser aplicados en el convertidor de potencia en función de las directrices del control y el estado del sistema. Por su parte, este tipo de modulación permite un aprovechamiento del 90,6 % de la capacidad del convertidor.
- *Modulación por Histéresis*: Técnica de modulación que persigue mantener la corriente del convertidor dentro de una banda especificada. Se trata de una técnica muy interesante por su gran respuesta dinámica y por su capacidad para simplificar el sistema de control; sin embargo, impide el control de los armónicos inyectados en la red y su sensibilidad al filtrado es realmente alta (Vázquez, 2013).

2.4. Topologías en aerogeneradores de velocidad variable

Los sistemas de generación eólica de velocidad variables actuales pueden clasificarse en diferentes topologías atendiendo al control de potencia y velocidad implementadas y al tipo de máquina eléctrica que se use como generador. En base a esto, se distinguen dos configuraciones principales en el sector actual:

1. *Aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial*: Esta configuración es conocida como generador asíncrono de inducción doblemente alimentado (DFIG) y se conforma conectando los devanados rotóricos de un WRIG a un convertidor de frecuencia de escala parcial. Se caracteriza por permitir la extracción máxima de energía operando a carga parcial con un convertidor del

30% de la potencia nominal del generador. El convertidor realiza la compensación de potencia reactiva y suaviza la conexión de la máquina eléctrica a la red. Posee un rango de velocidades de funcionamiento a través de reductora que va desde el 60% hasta el 130% de la velocidad de sincronismo. En cuanto a la regulación de potencia, el *Pitch Control* es la técnica empleada actualmente (Ackerman, 2005; Giménez y Gómez, 2011).

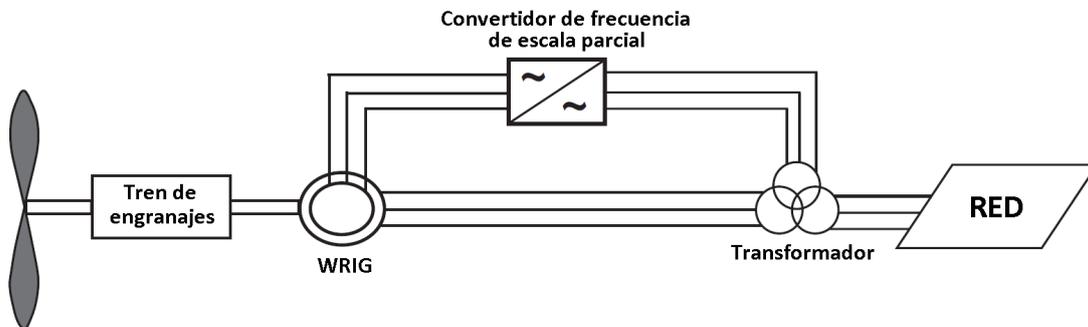


FIGURA 2.2: Topología de aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial (Fuente: Ackerman, 2005)

2. **Aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa:** En este tipo de tipología el generador es conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia de escala completa, generalmente Back-to-Back, que se encarga de realizar la compensación de potencia reactiva y de suavizar la conexión a la red. La regulación de potencia del sistema se realiza mediante el *Pitch Control*. En cuanto al tipo de generador empleado, es posible conectar tanto asíncronos como síncronos: SCIG, WRIG, WRSG y PMSG. Además, si el generador posee el número suficiente de polos la utilización de un tren de engranajes no es necesario (Ackerman, 2005; Giménez y Gómez, 2011).

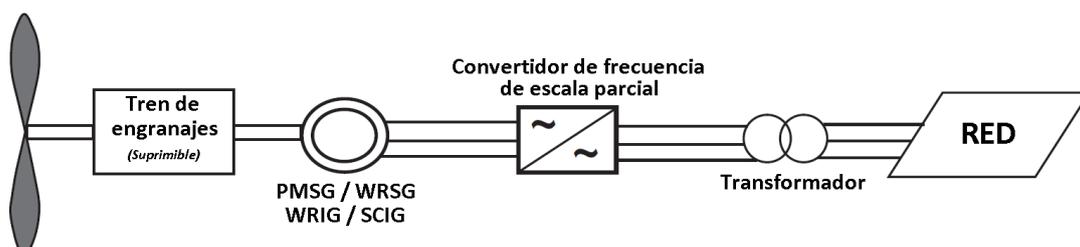


FIGURA 2.3: Topología de aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa (Fuente: Ackerman, 2005)

Capítulo 3

Descripción y caracterización del sistema

Tal y como se ha profundizado en el Capítulo 2, los sistemas eólicos son complejos y abarcan multitud de campos dentro de la ingeniería. Por ello es preciso modelar matemáticamente e implementar todos estos sistemas que intervienen en la generación e inyección de energía eólica. En el presente capítulo se muestra y explica el sistema de control propuesto en su conjunto, así como en sus subsistemas aeromecánico, eléctrico, electrónico y de control; y la interacción entre ellos.

3.1. Sistema aeromecánico

Desde un punto de vista físico, las características estáticas de una turbina eólica pueden describirse mediante la relación entre la energía total disponible en el viento y la energía mecánica captada de este (Ackerman, 2005). A continuación se detallan los modelos implementados en el sistema que describen estas relaciones. Son, por un lado, el modelo aerodinámico, y por otro, el modelo mecánico.

3.1.1. Modelo aerodinámico

El modelo aerodinámico reproduce las relaciones energéticas entre el viento incidente y la potencia mecánica disponible en el eje de la turbina.

La energía cinética disponible en el viento que incide sobre las aspas de la turbina se corresponde con la potencia eólica máxima que podría ser extraída del viento (Ecuación 3.1)(Ackerman, 2005).

$$P_{Viento} = \frac{1}{2} \rho_{Aire} \pi R_{Turbina}^2 V_{Viento}^3 \quad (3.1)$$

Donde ρ_{Aire} es la densidad del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$), $R_{Turbina}$ es el radio del rotor eólico y V_{Viento} es la velocidad lineal del viento.

Sin embargo, existen limitaciones físicas a la hora de la extracción de esta energía dado que es imposible extraer toda la disponible en el viento. De ser así, y de acuerdo a la física de la mecánica de fluidos, implicaría que todo el aire que atraviesa las aspas quedaría acumulado detrás de estas. En consecuencia el aire ve reducida su velocidad a su paso por la turbina (figura 3.1) y por tanto parte de su energía cinética transferida al sistema (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houpis, 2012).

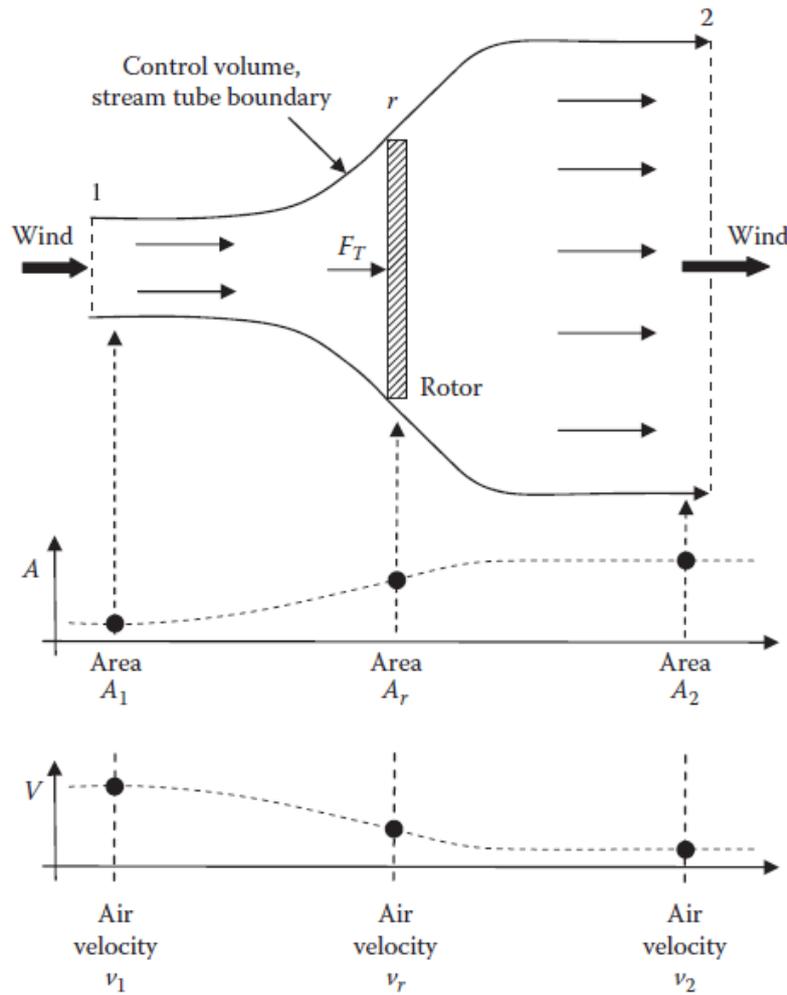


FIGURA 3.1: Desviación del flujo de aire a su paso por una turbina eólica
(Fuente: García-Sanz y Houppis, 2012)

La fracción de energía extraída se denomina *Coefficiente de eficiencia energética*, C_p , y tiene como límite teórico $16/27$ (aproximadamente 0,593). Este límite es conocido como *Límite de Bentz* e implica que tan solo es posible extraer el 59% del total de la energía cinética disponible en el viento (Ackerman, 2005; García-Sanz y Houppis, 2012).

Por consiguiente, la energía cinética que es posible convertir en potencia mecánica es:

$$P_{Mecanica} = C_p P_{Viento} \quad (3.2)$$

En cuanto a lo que concierne al valor que toma C_p resulta evidente pensar que desde un punto de vista físico el coeficiente depende de las características dinámicas y geométricas de cada sistema de aerogeneración. En este sentido C_p es función del ángulo de incidencia del viento sobre las aspas y de la velocidad relativa de este respecto a la velocidad de giro de la turbina (ecuación 3.3). Los parámetros empleados en la caracterización de turbinas eólicas para calcular el valor de C_p son el ángulo de paso de aspa, o *Pitch Angle*, y el ratio de velocidad en punta (ecuación 3.4), o *Tip-Speed Ratio* (Ackerman, 2005).

$$P_{Mecanica} = f_{P_{Mecanica}}(\omega_{Turbina}, V_{Viento}, \beta) \rightarrow P_{Mecanica} = f_{P_{Mecanica}}(\lambda_{Turbina}, \beta) \quad (3.3)$$

$$\lambda_{Turbina} = \frac{\omega_{Turbina} R_{Turbina}}{V_{Viento}} \quad (3.4)$$

En base a esto, está demostrado que los valores más altos de C_p se obtienen para valores de $\lambda_{Turbina}$ de entre 8 y 9 (figura 3.2), lo que quiere decir que la velocidad lineal en la punta de las aspas es entre 8 y 9 veces más rápida que la velocidad del viento incidente. Por tanto, la optimización de la extracción energética pasa por mantener $\lambda_{Turbina}$ dentro del rango indicado anteriormente mediante la variación del ángulo de incidencia (β) que regula la velocidad de giro de la turbina (Ackerman, 2005).

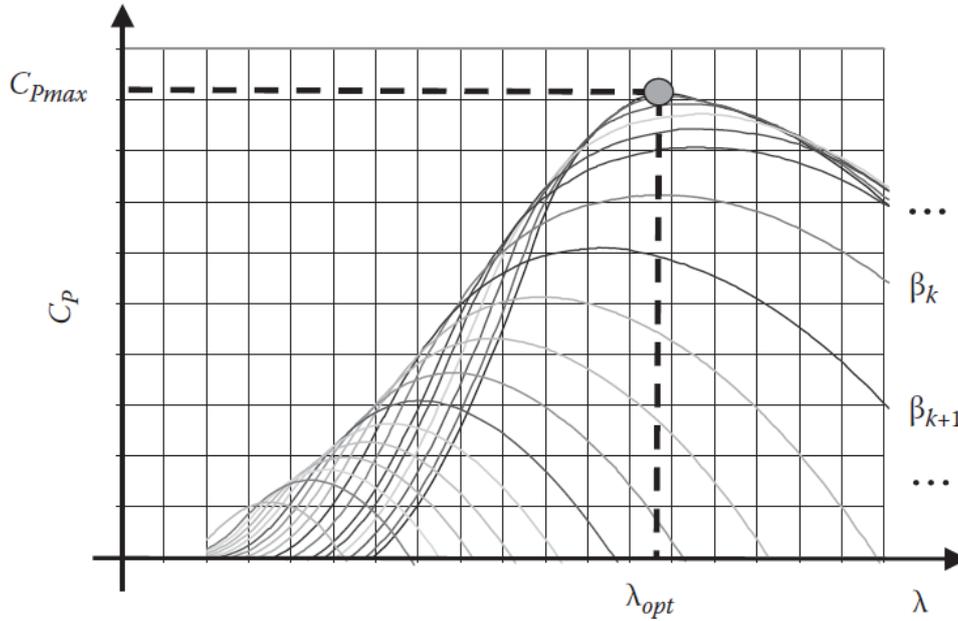


FIGURA 3.2: Relación entre el coeficiente de eficiencia energética y el ratio de velocidad en punta (Fuente: *García-Sanz y Houpis, 2012*)

Finalmente, teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado se obtiene que para cada punto de funcionamiento del aerogenerador existe una velocidad de giro óptima (ecuación 3.5) que garantiza una potencia mecánica en el eje de la turbina también óptima (ecuación 3.6).

$$\omega_{Turbina,OPT} = \frac{\lambda_{Turbina,OPT} V_{Viento}}{R_{Turbina}} \quad (3.5)$$

$$P_{Mecanica,OPT} = \frac{1}{2} \rho_{Aire} \pi \frac{R_{Turbina}^5 \omega_{Turbina,OPT}^3}{\lambda_{Turbina,OPT}^3} C_p \quad (3.6)$$

Siendo el par óptimo en el eje de la turbina:

$$T_{Mecanico,OPT} = \frac{P_{Mecanica,OPT}}{\omega_{Turbina,OPT}} \quad (3.7)$$

3.1.1.1. Curva de potencia

La variación del viento incidente condiciona directamente la generación energética y por ende la curva de potencia de un aerogenerador. Dado que la relación entre la velocidad del viento y energía producida en una turbina eólica es cúbica, para pequeñas variaciones de viento se produce un sustancial incremento de la potencia generada, de ahí que deba establecerse un límite a partir del cual la producción energética quede limitada para garantizar la seguridad de la estructura.

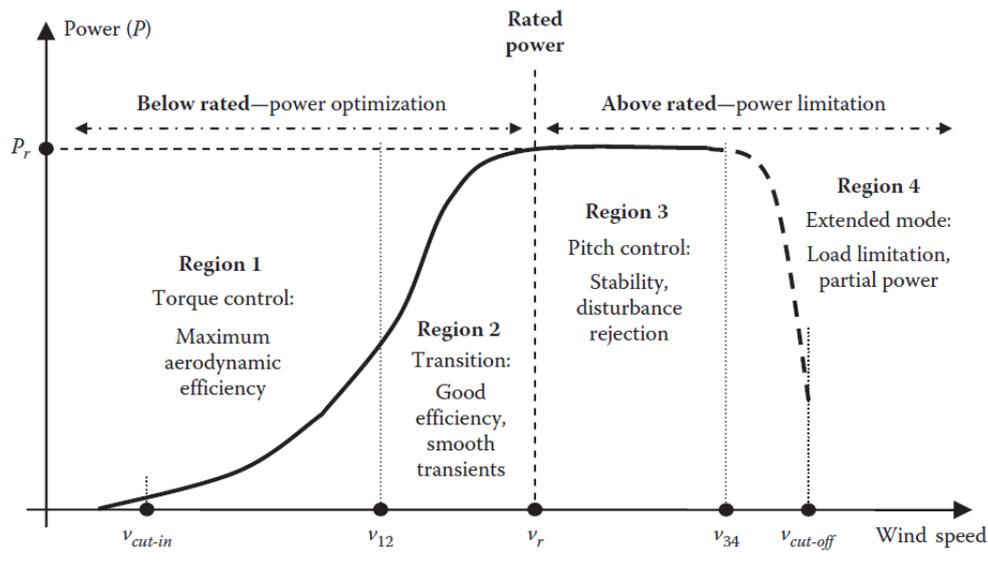


FIGURA 3.3: Curva de potencia de un aerogenerador de velocidad variable
(Fuente: García-Sanz y Houppis, 2012)

En la figura 3.3 se muestra la curva de potencia de un aerogenerador de velocidad variable, y en ella se observan varios puntos que marcan las transiciones entre las diferentes regiones de funcionamiento. De entre estos puntos destacan por su gran relevancia los siguientes:

- *Velocidad de arranque (v_{cut-in}):* Velocidad mínima de funcionamiento a partir de la cual la generación energética es superior a las pérdidas producidas.
- *Velocidad nominal (v_r):* Velocidad de funcionamiento en la que el generador funciona a valores nominales. Gracias a los sistemas de control de potencia es posible operar a esta velocidad para un rango elevado de velocidades de viento.
- *Velocidad de arranque ($v_{cut-off}$):* Máxima velocidad de funcionamiento a partir de la cual no se puede garantizar la integridad estructural del aerogenerador. Superar esta velocidad implica un paro de seguridad de todo el sistema eólico.

3.1.2. Modelo mecánico

El modelo mecánico es el encargado de reproducir las interacciones dinámicas entre el eje de la turbina eólica (eje lento) y el eje del generador (eje rápido). Por tanto el sistema completo está conformado por el propio rotor eólico que extrae la energía cinética del viento, la multiplicadora que eleva la velocidad de giro del sistema y el rotor del generador.

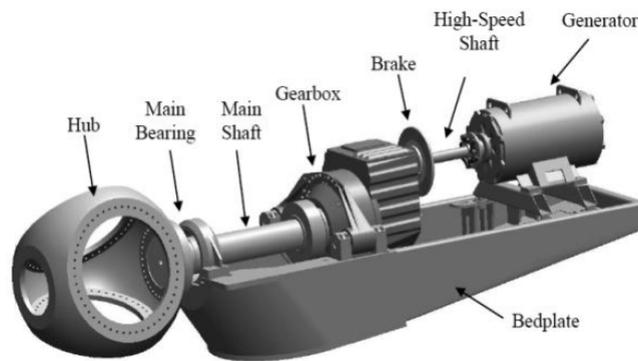


FIGURA 3.4: Sistema mecánico de transmisión de un aerogenerador (Fuente: *García-Sanz y Houppis, 2012*)

A la hora de modelar el sistema mecánico existen múltiples propuestas que difieren en el número de masas consideradas, y por tanto la exactitud (respecto a la realidad) con la que reproduce el comportamiento dinámico de este (Bernal, 2015). En el presente estudio se propone un modelo mecánico de 2 masas que permita tener en cuenta las oscilaciones mecánicas entre los ejes de alta y baja velocidad, algo irrealizable con un modelo de menor exactitud (Bernal, 2015).

Por otro lado, se implementa el modelo de un controlador de ángulo de Pitch que permita hacer el seguimiento de la curva de potencia de un aerogenerador para cualquier perfil de vientos dado.

3.1.2.1. Modelo mecánico de dos masas

El modelo mecánico de dos masas tiene en cuenta la inercia asociada al rotor eólico en su totalidad y la inercia asociada al rotor del generador eólico. La multiplicadora, por su parte, se integra en una de estas dos masas, dependiendo de cuál de las dos presenta un coeficiente de rigidez más pequeño (Bernal, 2015).

El modelo mecánico de dos masas queda representado en la figura 3.5.

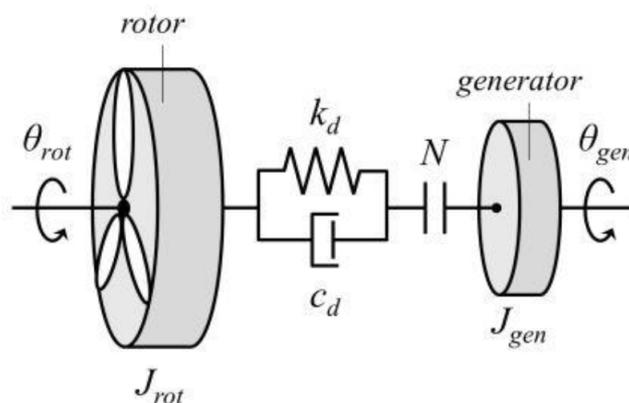


FIGURA 3.5: Sistema mecánico de dos masas

Asimismo las ecuaciones que modelan el funcionamiento del sistema son:

$$T_{Rotor} - D_{Rotor} \frac{d\theta_{Rotor}}{dt} - k_d(\theta_{Rotor} - \theta_{Generador}) = J_{Rotor} \frac{d^2\theta_{Rotor}}{dt^2} \quad (3.8)$$

$$T_{Generador} - D_{Generador} \frac{d\theta_{Generador}}{dt} + k_d(\theta_{Rotor} - \theta_{Generador}) = J_{Generador} \frac{d^2\theta_{Generador}}{dt^2} \quad (3.9)$$

Donde T es el par, D el coeficiente de amortiguamiento, θ el ángulo de giro, k_d el coeficiente de rigidez del acoplamiento y J el momento de inercia.

Por último, cabe señalar que debido al desacople producido por el doble convertidor de potencia Back-to-Back, las oscilaciones eléctricas producidas por el modelo mecánico no afectan de manera relevante en el estudio eléctrico de la red (Slootweg, 2003).

3.1.2.2.1. Parámetros mecánicos

Los parámetros mecánicos implementados en el modelo quedan indicados en el cuadro 3.1.

CUADRO 3.1: Parámetros del modelo mecánico de dos masas

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Inercia del rotor eólico	J_{Rotor}	2 p.u.	[-]
Inercia del generador	$J_{Generador}$	0,8 p.u.	[-]
Rigidez del acoplamiento	k_d	0,6 p.u.	[-]
Coeficiente de fricción del acoplamiento	c_d	0,02	[Nms/rad]
Relación de multiplicación	N	50	[-]

3.1.2.2. Control de ángulo de Pitch

La regulación de la velocidad de la turbina eólica y de la potencia aerodinámica incidente en el sistema se basa en la modificación de las propiedades aerodinámicas de las aspas del aerogenerador mediante el cambio del ángulo de Pitch. Para lograr este propósito se recurre a la implementación del sistema de control mostrado en la figura 3.6.

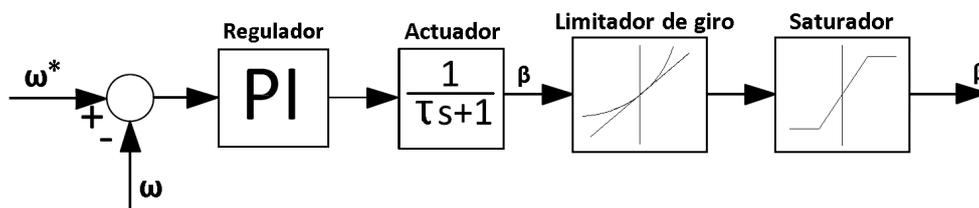


FIGURA 3.6: Sistema de control del ángulo de Pitch

3.2. Sistema eléctrico y electrónico

Los sistemas eléctrico y electrónico describen y modelan las interacciones electromecánicas entre la dinámica mecánica y la red eléctrica a la que se conecta todo el sistema de aerogeneración. El sistema eléctrico está representado por el modelo del generador síncrono de imanes permanentes y el transformador de alta tensión; por su parte, el sistema

electrónico se corresponde al doble convertidor Back-to-Back. En los siguientes puntos se profundiza en estos dos elementos.

3.2.1. Generador síncrono de imanes permanentes

Tal y como se indica en el Capítulo 2, los generadores síncronos de imanes permanentes son máquinas eléctricas que funcionan a su velocidad de sincronismo (la cual puede variarse gracias a la electrónica de potencia) y no requieren circuitos eléctricos auxiliares para magnetizar el rotor.

3.2.1.1. Modelo matemático del generador

El modelo matemático del sistema electromagnético del PMSG relaciona las tensiones con las corrientes y los flujos magnéticos, lo cual permite emplear estrategias de control aplicables a máquinas de corriente continua a través de una serie de operaciones matemáticas (Bernal, 2015).

Estas operaciones son las llamadas transformaciones *Clarke* y *Park*, cuya función es expresar el modelo trifásico estacionario del generador en un marco de referencia rotativo bifásico, también llamado $dq0$. De esta forma el control se simplifica enormemente debido a que las tensiones e intensidades no dependen del tiempo si el sistema está equilibrado y se encuentra en régimen permanente. Además, es posible utilizar valores constantes para las inductancias en vez de valores que son función de la posición del rotor (Bernal, 2015).

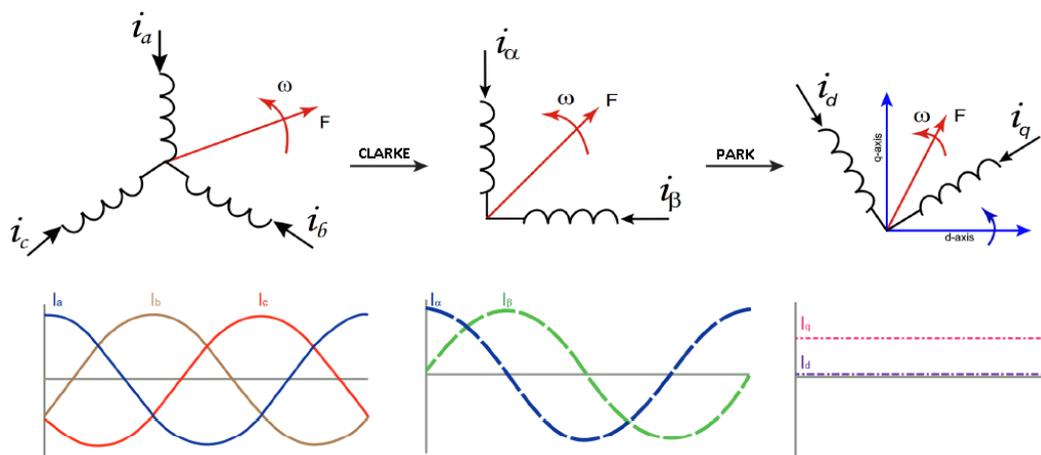


FIGURA 3.7: Transformaciones directas de Clarke y Park (Fuente: *Puche, 2019*)

Bajo este marco de referencia $dq0$, las ecuaciones de tensión del modelo matemático del PMSG son:

$$V_d = R_S i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_{el} \lambda_q \quad (3.10)$$

$$V_q = R_S i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_{el} \lambda_d \quad (3.11)$$

$$V_0 = R_S i_0 + L_q \frac{di_0}{dt} \quad (3.12)$$

donde ω_{el} es la velocidad de los ejes dq medida en grados eléctricos por unidad de tiempo, y por tanto múltiplo de la velocidad mecánica del rotor:

$$\omega_{el} = p\Omega_{Rotor} \quad (3.13)$$

$$\Omega_{Rotor} = \frac{2\pi f_{Red}}{p} \quad (3.14)$$

Por otro lado, los flujos concatenados pueden ser expresados en función de las inductancias y del valor eficaz del flujo creado por los imanes permanentes:

$$\lambda_d = L_d i_d - \lambda_0 \quad (3.15)$$

$$\lambda_q = L_q i_q \quad (3.16)$$

En cuanto al par eléctrico desarrollado por la máquina, este se relaciona con los flujos y las corrientes bajo la siguiente expresión:

$$T_e = \frac{2}{3} p (i_d \lambda_d - i_q \lambda_q) \quad (3.17)$$

Por su parte, las ecuaciones de potencia activa y reactiva producidas por la máquina son:

$$P = V_d i_d + V_q i_q \quad (3.18)$$

$$Q = V_d i_d - V_q i_q \quad (3.19)$$

3.2.1.2. Parámetros eléctricos

En el presente proyecto se desarrolla el control de un PMSG cuyos valores nominales y parámetros se muestran en el cuadro 3.2. Cabe señalar que a modo de simplificación se define el modelo con 1 par de polos, parámetro que no afecta al diseño del sistema de control por la posibilidad de modelar el sistema con los polos que se desee mediante la inclusión de una transmisión de engranajes.

CUADRO 3.2: Valores nominales y parámetros del PMSG

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Potencia aparente	S	8	[MVA]
Tensión eficaz de línea	V_L	690	[V]
Velocidad nominal	ω	500	[rpm]
Pares de polos	p	1	[–]
Resistencia en el estátor	R_S	0,064 p.u.	[–]
Reactancia en el estátor eje-d	X_d	0,064 p.u.	[–]
Reactancia en el estátor eje-q	X_q	0,064 p.u.	[–]
Reactancia en el estátor eje-0	X_0	0,064 p.u.	[–]
Flujo concatenado creado por el rotor	λ_0	1 p.u.	[–]

3.2.2. Convertidor de frecuencia Back-to-Back

El convertidor *Back-to-Back* (figura 3.8) es un convertidor de potencia de dos fases bidireccional y dos niveles de tensión que tiene como propósito la extracción de energía eléctrica del generador y su apropiado volcado en red. Está formado por un rectificador (*Machine-Side*) y un inversor (*Grid-Side*) trifásicos VSC de tres ramas y tres líneas modulados por PWM.

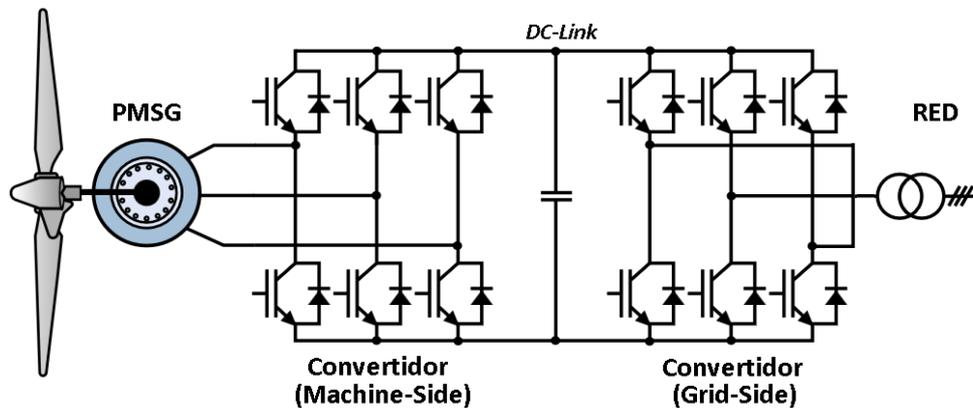


FIGURA 3.8: Topología del convertidor Back-to-Back

La unión de los convertidores se realiza mediante un bus de corriente continua con condensador que debe proporcionar una tensión estable al sistema. Para lograrlo se eleva la tensión del bus por encima de la tensión de línea del generador, permitiendo un control total de la corriente vertida a la red. El condensador, por su parte, hace posible un desacople completo del control de ambos convertidores. De esta forma el rectificador realiza el control de par y tensión, mientras que el inversor se encarga de transferir adecuadamente la energía a la red (Ackerman, 2005)

3.3.2.1. Parámetros

En el cuadro 3.3 se indican los valores nominales y parámetros del doble convertidor implementado en el proyecto.

CUADRO 3.3: Valores nominales y parámetros del convertidor Back-to-Back

Parámetro	Valor	Unidades
Tensión de línea eficaz del rectificador	690	[V]
Tensión del bus de continua	1200	[V]
Tensión de línea eficaz del inversor	690	[V]
Capacidad del condensador del bus de continua	8000	[μF]
Resistencia de conmutación	100	[$\mu \Omega$]

3.3.2.2. Modulación PWM Senoidal Asíncrona

La técnica empleada para hacer efectivas las acciones de control generadas sobre el convertidor de frecuencia es la modulación por ancho de pulso senoidal asíncrona. Dicha

técnica está basada en la comparación de las señales de tensión senoidales de baja frecuencia con una señal portadora triangular de alta frecuencia, la cual se corresponde con la frecuencia de conmutación del sistema. Ambas señales son superpuestas en un comparador de dos entradas y una salida produciendo un pulso que permanecerá en nivel alto siempre y cuando el valor de la señal portadora sea inferior al valor de la señal senoidal para el mismo instante de tiempo. De esta forma, el ancho de los pulsos en nivel alto generados seguirán la ley senoidal requerida por el convertidor.

En la figura 3.9 se puede apreciar el funcionamiento de la modulación anteriormente descrito para una de las fases del generador a velocidad nominal, donde la tensión de fase ha sido filtrada para su mejor percepción (nótese el desfase entre la señal de control y la señal PWM provocado por el filtro de paso bajo aplicado).

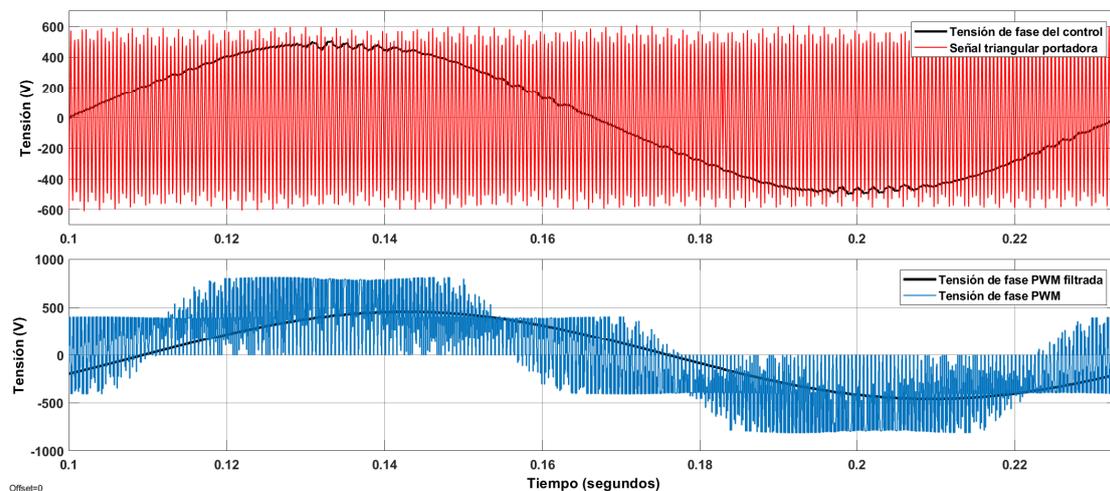


FIGURA 3.9: Modulación PWM senoidal asíncrona 2050 Hz del convertidor de frecuencia para las tensiones de fase del generador

En cuanto a las características de la técnica de modulación, cabe destacar:

- El espectro armónico producido está libre de armónicos de orden bajo, en consecuencia el filtrado de las señales es más sencillo.
- Posibilidad de variar el valor eficaz de la tensión de salida.
- Capacidad del convertidor de hasta el 61,2 % en zona lineal y de hasta el 78,5 % en sobremodulación(Figura 3.10).
- No es necesaria una sincronización entre las señales de tensión y la señal portadora triangular.
- Los subarmónicos de la componente fundamental son despreciables.

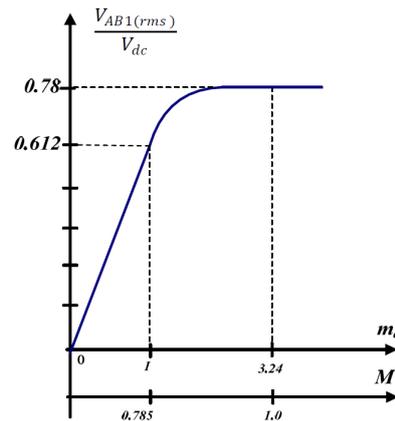


FIGURA 3.10: Curva de capacidad de un convertidor de frecuencia en modulación PWM senoidal

3.2.3. Filtro de red

Antes de que la energía del convertidor sea inyectada en la red eléctrica, es preciso realizar un filtrado para eliminar tanto el ruido eléctrico como las componentes armónicas perjudiciales. En este sentido, el empleo de técnicas cuya frecuencia de conmutación es constante (como es el caso del control VOC implementado) simplifica enormemente el diseño de este elemento.

A continuación, en la tabla 3.3, se presentan los parámetros del filtro RLC implementado.

CUADRO 3.4: Parámetros del Filtro de Red

Parámetro	Valor	Unidades
Capacitancia	2700	$[\mu F]$
Inductancia	18,94	$[\mu H]$
Resistencia	486,11	$[\mu \Omega]$

3.2.4. Transformador trifásico de alta tensión alterna

La tensión de la energía inyectada por la conmutación del convertidor Back-to-Back debe ser elevada sustancialmente antes de inyectarse definitivamente en la red eléctrica del parque eólico. Para modelar esta elevación de tensión se implementa el modelo de un transformador trifásico de alta tensión alterna conectado en estrella tanto en el primario como en el secundario, y cuyos parámetros quedan definidos en el cuadro 3.5

CUADRO 3.5: Parámetros del Transformador HVAC

Parámetro	Valor	Unidades
Tensión de línea eficaz del primario	690	[V]
Tensión de línea eficaz del secundario	66000	[V]
Relación de transformación	95	[-]
Resistencia del primario	0,005 p.u.	[-]
Inductancia del primario	0,072 p.u.	[-]
Resistencia del secundario	0,005 p.u.	[-]
Inductancia del secundario	0,072 p.u.	[-]
Resistencia de magnetización	500 p.u.	[-]

3.3. Sistema de control

El sistema de control de todo el sistema está intrínsecamente relacionado con las posibilidades que ofrece el uso de dobles convertidores Back-to-Back, donde es posible implementar estrategias de control independientes tanto en el convertidor del lado del generador como del lado de la red. En consecuencia, la estrategia de control seguida se subdivide en dos sistemas independientes que regulen el funcionamiento global del aerogenerador y su interacción con la red eléctrica.

3.3.1. Sistema de control del generador

El sistema de control del convertidor que regula el funcionamiento del generador (*Grid-Side Converter Control*) tiene finalidad extraer la cantidad óptima de energía del viento en todo momento a la vez que mantiene estable el nivel de tensión en el enlace de continua. Con este fin se implementan varios bucles de control en cascada y basados en *Control Vectorial por Orientación de Campo*.

3.3.1.1. Control por orientación de campo del generador

El Control por Orientación de Campo (*FOC*) es una técnica de control en bucle cerrado que permite regular el par eléctrico mediante el control de la corriente del estátor de la máquina. Esto es posible mediante el desacople de estas corrientes en sus componentes de par y de magnetización, siendo estas independientes la una de la otra (Puche, 2019). Las ventajas del control *FOC* son las siguientes:

- Modelo matemático simple y lineal.
- Control independiente de par y flujo, similar a una máquina DC.
- Alta y rápida respuesta dinámica.
- Gran par de arranque con un pico de corriente reducido.
- Eficiente.
- Amplio rango de velocidades a través del debilitamiento de campo.

El par producido en un PMSG es igual al producto vectorial de los dos campos magnéticos:

$$T_e = \overrightarrow{B_{Estator}} \times \overrightarrow{B_{Rotor}} \quad (3.20)$$

Por tanto, para que el par desarrollado sea máximo los campos magnéticos del rotor y el estátor deben estar en cuadratura, es decir, formando 90° . Esta condición debe garantizarse durante todo el tiempo de operación del generador evitando rizados de par y obteniendo mejores respuestas dinámicas. Para ello el flujo debe estar debidamente orientado, por ello es necesario conocer la posición del rotor en todo momento (Puche, 2019).

La estrategia de control a seguir para asegurar la cuadratura de los flujos es hacer nula la componente de corriente del eje d, haciendo que la única componente relevante en el estátor sea la del eje q. De este modo, como el flujo creado por los imanes permanentes y el ángulo de par es constante, el par desarrollado por la máquina únicamente depende de la amplitud de la componente de corriente q. Aplicando esta estrategia a la ecuación 3.17 se obtiene que el par eléctrico responde a la siguiente expresión:

$$T_e = \frac{2}{3} p i_q \lambda_0 \quad (3.21)$$

El diagrama vectorial del sistema de control se muestra en la figura 3.11. Donde abc son las corrientes en un marco de referencia trifásico rotatorio, α es el ángulo de par, θ_r es el ángulo del rotor y I_s es el vector de corriente del estátor.

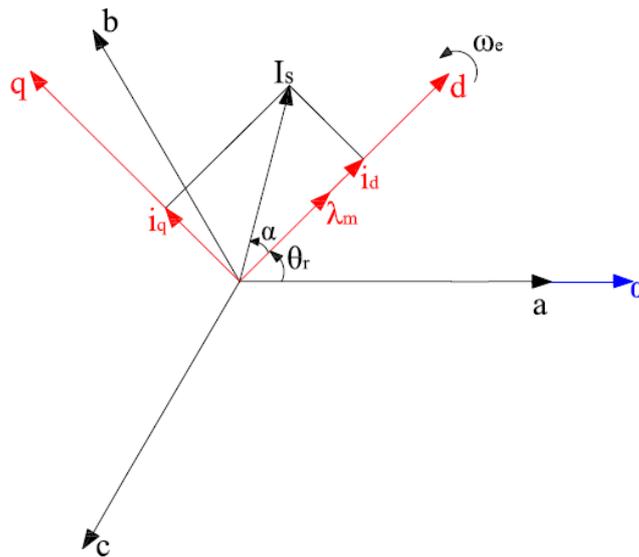


FIGURA 3.11: Diagrama vectorial del control FOC

En cuanto al funcionamiento general del sistema de control, mostrado en la figura 3.12, implementado en el proyecto, este sigue la siguiente secuencia:

1. Se miden las corrientes de fase i_a , i_b e i_c .
2. Se mide la posición mecánica del rotor y se obtiene la posición en grados eléctricos.
3. Se realizan las transformaciones directas de *Clarke* y *Park*.
4. La referencia i_d se establece en 0 y el controlador PI del eje q genera la tensión U_d .
5. El controlador PI del eje q genera la tensión U_q en base a la referencia i_q suministrada por el control de tensión.

6. Se incorporan las compensaciones de desacople de los ejes d y q.
7. Se realizan las transformaciones inversas de *Clarke* y *Park*.
8. La referencia de tensión se envía al generador de PWM.
9. La señal PWM actúa sobre el PMSG a través del convertidor.

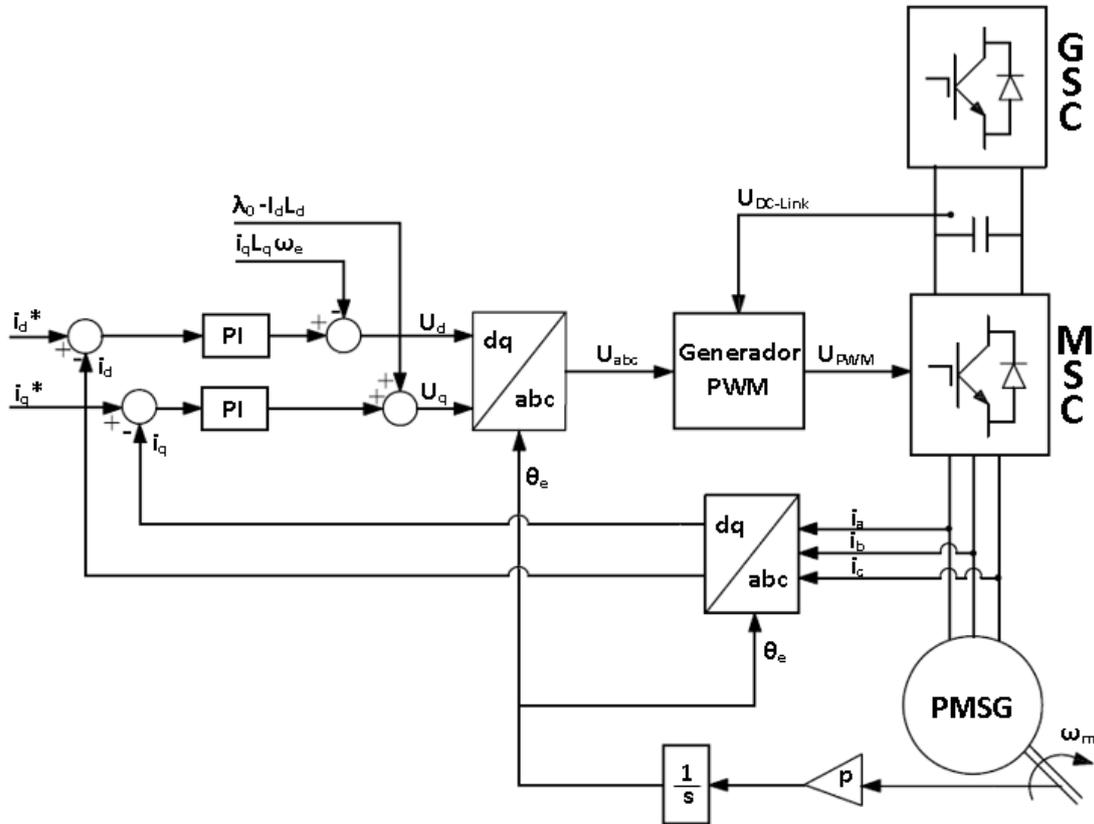


FIGURA 3.12: Diagrama de bloques del control FOC

3.3.1.2. Control de tensión del enlace de continua del convertidor

El sistema de control de tensión en el enlace de continua del convertidor de potencia se encarga de mantener un nivel constante de tensión entre los bornes del condensador en función de una referencia predefinida. Para ello el bucle de tensión genera una acción de control que sirve como referencia al bucle de control de corriente i_q del control FOC.

La generación de esta acción de control está supeditada, entre otras variables, al nivel de carga del condensador y al consumo de energía de la red. Es por esto que la generación de la acción de control debe contrarrestar las fluctuaciones de tensión en el bus del convertidor.

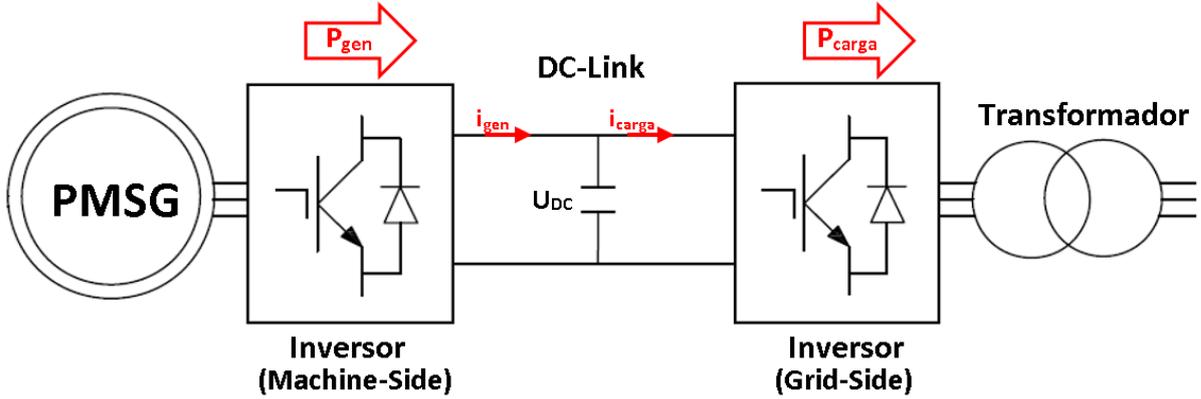


FIGURA 3.13: Flujo de energía en el doble convertidor de potencia

La ecuación que describe el nivel de tensión en los bornes del condensador es:

$$U_{DC}(t) = \frac{1}{C} \int (i_{gen}(t) - i_{carga}(t)) dt \rightarrow U_{DC} = \frac{1}{C} (i_{gen} - i_{carga}) \quad (3.22)$$

A partir de la ecuación 3.18 y teniendo en cuenta que la corriente del eje d es nula en todo momento, la potencia generada en el PMSG es:

$$P_{gen} = (V_d i_d + V_q i_q) K_T \rightarrow P_{gen} = V_q i_q K_T \quad (3.23)$$

Donde K_T es la constante de par del generador.

Puesto que la potencia generada (3.23) está relacionada con el par y la velocidad de giro, puede expresarse como:

$$P_{gen} = T_e \omega_m \rightarrow P_{gen} = \omega_e i_q \frac{1}{K_T} = i_{gen} U_{DC} \quad (3.24)$$

Relacionando las ecuaciones 4.19 y 3.24 se obtiene:

$$\frac{dU_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} \left(\frac{P_{gen}}{U_{DC}} - i_{carga} \right) \rightarrow \frac{dU_{DC}^2}{2dt} = \frac{1}{C} P_{gen} - \frac{1}{C} P_{carga} \quad (3.25)$$

$$\frac{dU_{DC}^2}{2dt} = \frac{\omega_m i_q}{CK_T} - \frac{U_{DC} i_{carga}}{C} \quad (3.26)$$

Finalmente, sabiendo que la planta a controlar se trata de un sistema de primer orden de condensador ($\frac{2}{sC}$), resulta que la acción de control del bucle de tensión responde a:

$$i_q = \frac{\varepsilon i_{carga}}{\omega_m K_T} \quad (3.27)$$

Donde ε es la potencia requerida por el enlace de continua y la acción de control del regulador PI.

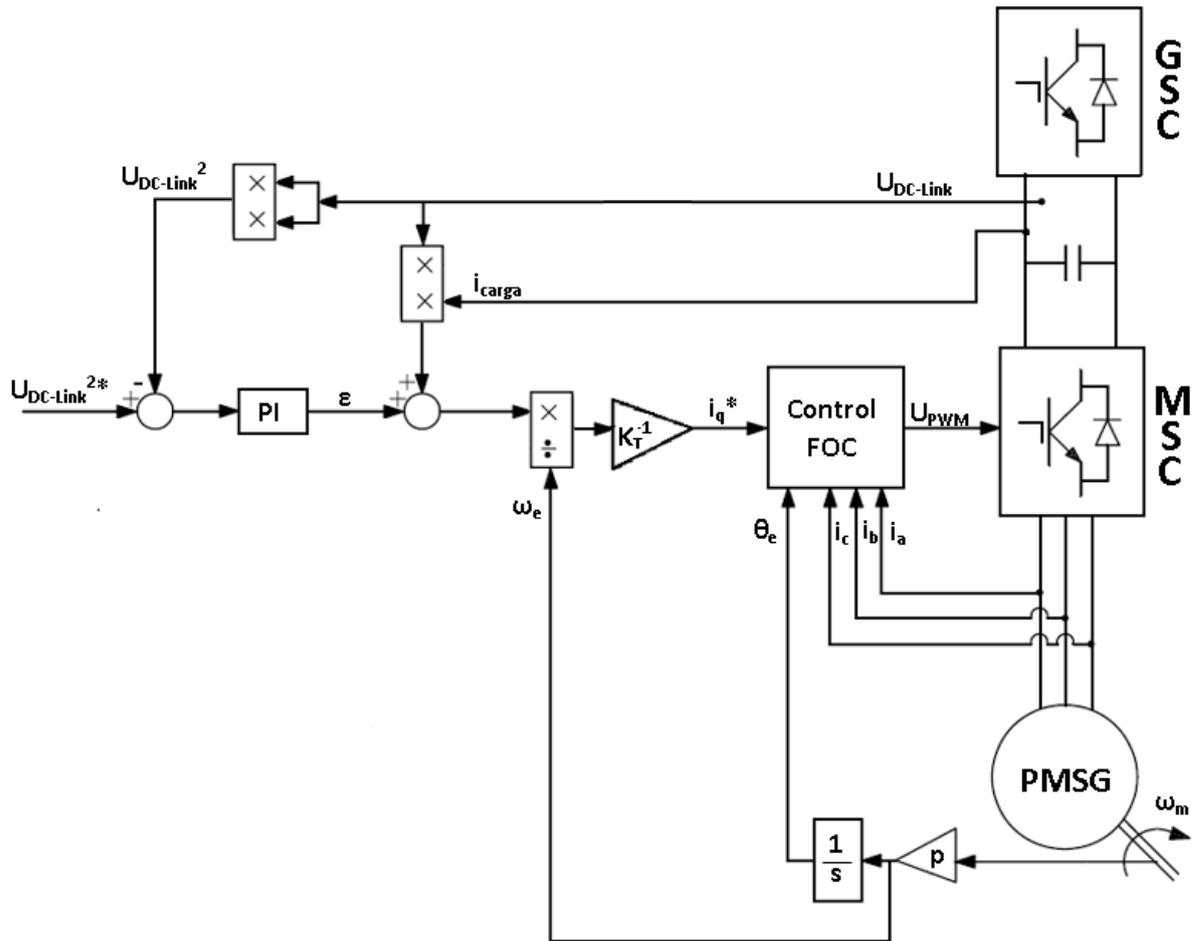


FIGURA 3.14: Diagrama de bloques del control DC-Link

En cuanto al funcionamiento general del bucle de control de tensión, presentado en la figura 3.14, sigue la siguiente secuencia operación:

1. Se mide la corriente de consumo del enlace de corriente continua del convertidor i_{carga} .
2. Se mide el nivel de tensión en los bornes del condensador del enlace de continua $U_{DC-Link}$.
3. El controlador PI del eje q genera la tensión acción de control ε (potencia).
4. A la acción de control generada por el regulador se le añade la potencia de consumo del convertidor.
5. La referencia de potencia se transforma en par a mediante la división de esta entre la velocidad del generador.
6. La referencia de par se transforma en la referencia de corriente del eje q a través de la constante de par inversa de la máquina.
7. La referencia de corriente se envía al control FOC.

3.3.2. Sistema de control de la red

El sistema de control del convertidor de red (*Grid-Side Converter Control*) se encarga de inyectar en la red eléctrica la cantidad de energía óptima que esta requiere en todo momento imponiendo la amplitud de la tensión y la frecuencia de esta (*Grid-Forming*). En base a los consumos de potencia activa y reactiva, el convertidor se encarga de variar dentro de unos límites prefijados la amplitud de la tensión y la frecuencia de la red.

El control vectorial de red se realiza de nuevo en el marco de referencia $dq0$ (para una descripción más detallada de este marco de referencia consultar el apartado 3.3.1.1.) haciendo uso de la técnica de *Control Orientado de Tensión*. En el control VOC el sistema se orienta con el vector tensión de la red cuya rotación es la frecuencia de esta. Para asegurar un factor de potencia unitario se establece una referencia nula para el vector tensión del eje q (asociado a la componente de potencia reactiva de la red).

En cuanto a las principales ventajas ofrecidas por este tipo de control, cabe destacar que éstas están estrechamente relacionadas con el funcionamiento del convertidor a frecuencia constante. Esto permite, entre otras cosas, simplificar enormemente el diseño del filtrado de red.

3.3.2.1. Control Orientado de Tensión basado en Droop Control

El control *Droop* es una técnica de control que se encarga de regular la caída de tensión y frecuencia que se produce tras la entrada en carga de la red. Se basa en la sustracción proporcional de potencias activa y reactiva promedio mediante lazos de control que emulan inercias virtuales (Chip, 2018).

En lo que respecta a estos lazos de control cabe señalar que si la red es altamente inductiva, algo muy usual, es posible considerar que la potencia activa es proporcional a la frecuencia de red y que la potencia reactiva es proporcional a la amplitud de la tensión de red (Wu y col., 2014).

$$P \propto f \quad (3.28)$$

$$Q \propto V \quad (3.29)$$

El cálculo de potencias activa y reactiva es invariante en rotación y por tanto su cálculo puede realizarse tanto en el marco de referencia $\alpha\beta$ como en el marco $dq0$. Las expresiones para el cálculo de P y Q son:

$$P = v_d i_d + v_q i_q = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta \quad (3.30)$$

$$Q = v_q i_d - v_d i_q = v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta \quad (3.31)$$

Por consiguiente, teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado, es posible regular las variaciones de tensión y frecuencia de la red mediante la incorporación de coeficientes de tal forma que las consignas de tensión y frecuencia del convertidor responden a las siguientes ecuaciones:

$$\omega = \omega_{ref} - m_{droop} P \quad (3.32)$$

$$E = E_{ref} - n_{droop} Q \quad (3.33)$$

Y cuya compensación puede verse de manera gráfica en la figura 3.15.

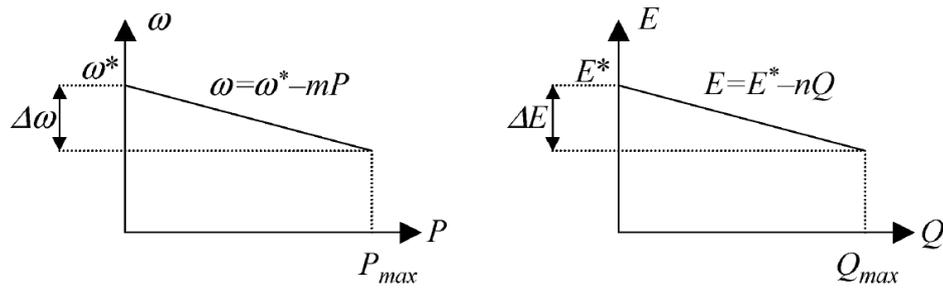


FIGURA 3.15: Regulación Droop para redes inductivas (Fuente: Guerrero y col., 2004)

En cuanto al esquema del control implementado, puede verse en la figura 3.16. Está formado por 3 bucles de control conectados en cascada de tal forma que el controlador Droop se encarga de generar las referencias de tensión y frecuencia, mientras que los bucles de tensión y corriente se encargan de hacer efectivo el seguimiento de estas.

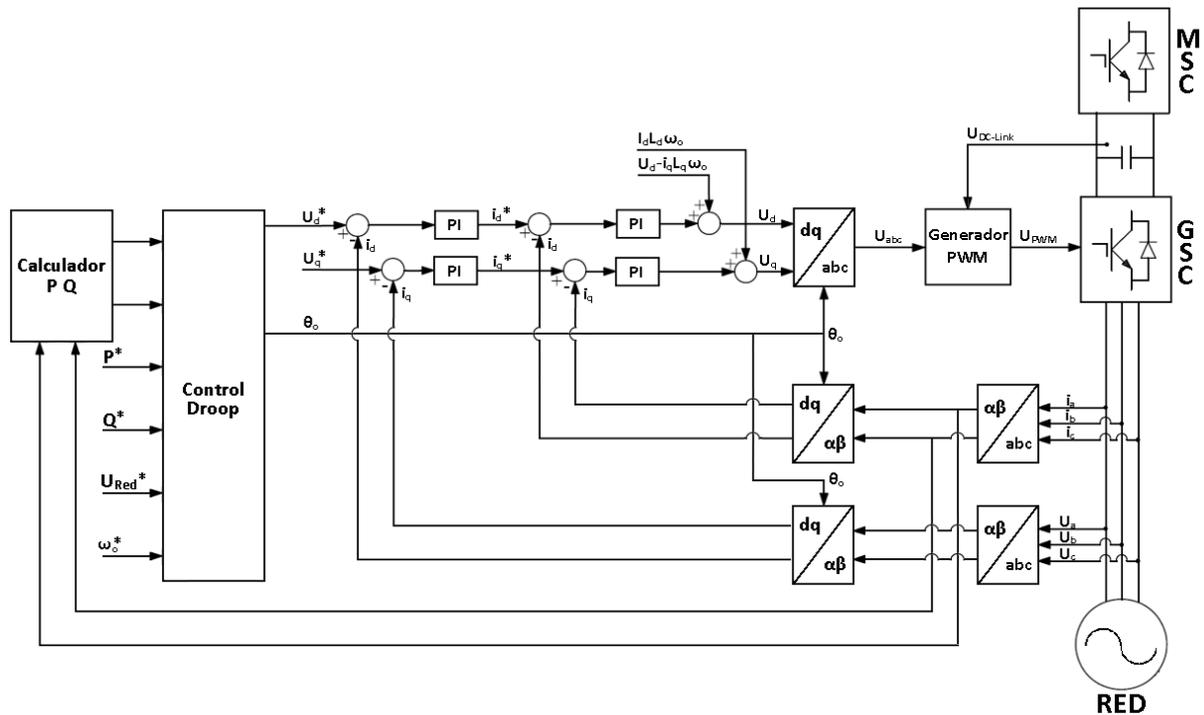


FIGURA 3.16: Diagrama de bloques del control VOC basado en Droop Control

A su vez, el bloque relativo al control Droop del sistema responde al diagrama mostrado en la figura 3.17.

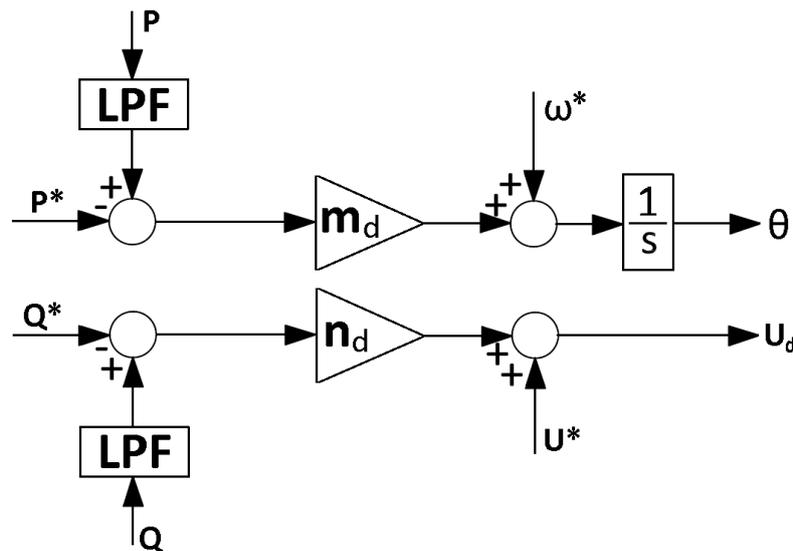


FIGURA 3.17: Diagrama de bloques del control Droop

En cuanto a la secuencia de funcionamiento del sistema de control, presentado en la figura 3.16, cabe señalar los siguientes puntos principales de operación:

1. Se miden las corrientes y tensiones de fase de la red eléctrica.
2. Se realiza la transformación de Clarke tanto a las tensiones como a las corrientes.
3. Se realiza el cálculo de potencia activa y reactiva de la red.
4. El controlador *Droop*, a partir de las consignas de frecuencia, tensión y potencias; genera las referencias de amplitud y ángulo de la tensión.
5. Con el ángulo generado en el bucle de control *Droop* se realiza la transformación de Park tanto a las tensiones como a las corrientes.
6. Con las magnitudes de tensión y corriente de la red en el marco de referencia $dq0$ se realimenta los bucles de control de tensión y corriente.
7. El bucle de tensión del eje d genera la referencia de corriente del eje d para garantizar la amplitud de tensión generada en el controlador *Droop*.
8. El bucle de tensión del eje a genera la referencia de corriente del eje a para garantizar que tensión asociada el eje q sea nula en todo momento.
9. Los bucles de control de corriente hacen efectivas las referencias suministradas por los bucles de tensión, además se incorporan las componentes de desacoplamiento de los ejes.
10. Las referencias de tensión de ambos ejes se envían al generador PWM.
11. La señal PWM actúa sobre el convertidor de potencia.

3.3.2.2. Control de red Grid-Forming basado en Virtual Synchronous Machine

El control basado en *Virtual Synchronous Machine* consiste en la implementación de un modelo matemático de una máquina eléctrica síncrona que permita al convertidor funcionar como tal. Así es como el convertidor se convierte en un suministrador de tensión

con capacidad para regular tensión, frecuencia, y por ende, potencia activa y reactiva (Zhong y Weiss, 2011). En consecuencia, el sistema de control VSM implementado está formado por un controlador de potencia que suministra las referencias de tensión y frecuencia que deben hacer efectivas los bucles de control de tensión y corriente (figura 3.18)

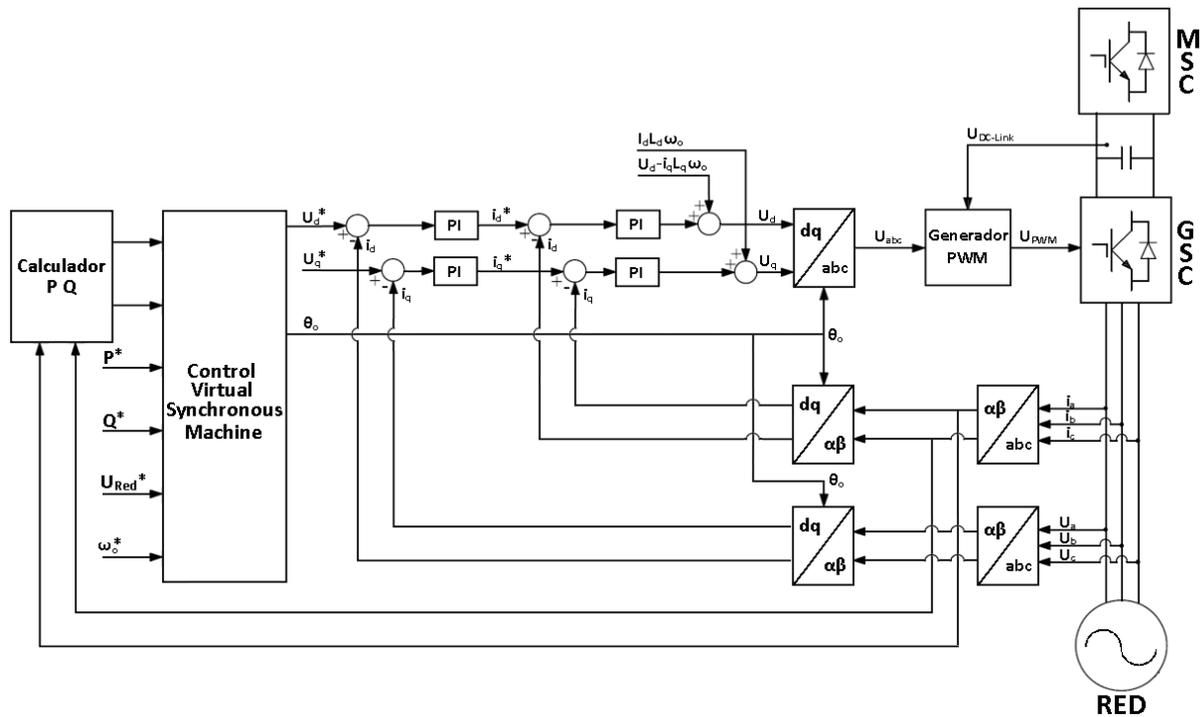


FIGURA 3.18: Diagrama de bloques del control VOC basado en VSM Control

El controlador de potencia a su vez se subdivide en dos bucles de control (3.19), los cuales aportan las características de emulación de la máquina síncrona al sistema:

- Frequency Drooping Control:** Se trata del bucle de control de potencia activa y frecuencia, y se encarga de variar la potencia activa entregada a la red de acuerdo a la frecuencia de esta. El regulador se basa en la emulación de los pares mecánico y electromagnético de un generador síncrono de tal forma que si la potencia de consumo aumenta, el par electromagnético aumenta y la velocidad (frecuencia) disminuye. En consecuencia, el regulador aumentará el par mecánico de la máquina a través de del incremento del coeficiente de fricción mecánico virtual de esta (ecuación 3.34) y restablecerá el equilibrio del sistema (Oñate, 2016). El coeficiente de fricción mecánico representa la variación máxima de par admisible por variación de frecuencia de la red.

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \omega} \quad (3.34)$$

Por su parte el término J representa la inercia virtual de la máquina, la cual está fuertemente relacionada con la cantidad de energía máxima acumulable en el bus de corriente continua del convertidor Back-to-Back (Oñate, 2016). Esta relación puede desarrollarse para obtener el límite de inercia teniendo en cuenta la energía

rotacional de la máquina y la energía del condensador (ecuación 3.35).

$$J \leq \frac{CV_{DC}^2}{\omega^2} \rightarrow J \leq 0,1167 \text{kgm}^2 \quad (3.35)$$

- *Voltage Drooping Control*: El bucle de control de tensión y potencia reactiva de la máquina síncrona virtual regula estos parámetros a través del coeficiente de caída de tensión (ecuación 3.36). Este coeficiente representa la variación de tensión admisible en el sistema en base a la variación de potencia reactiva

$$D_v = \frac{\Delta V}{\Delta Q} \quad (3.36)$$

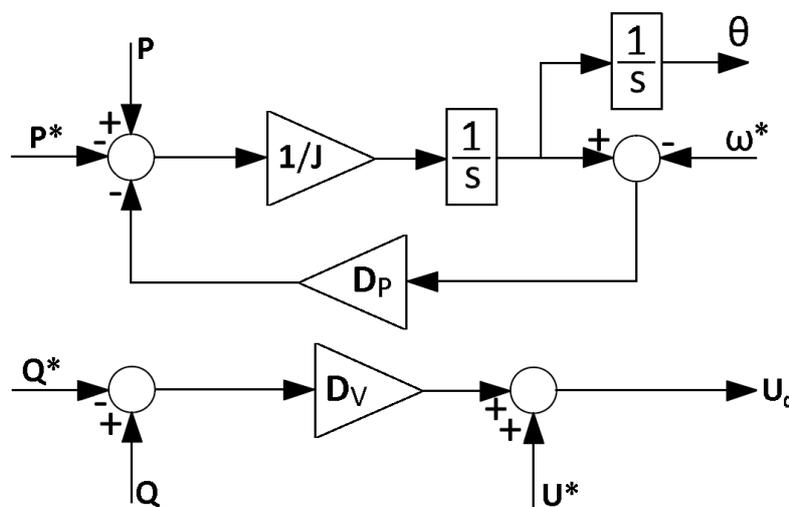


FIGURA 3.19: Diagrama de bloques del control SVM

En cuanto a la secuencia de funcionamiento del sistema de control, presentado en la figura 3.18, cabe señalar los siguientes puntos principales de operación:

1. Se miden las corrientes y tensiones de fase de la red eléctrica.
2. Se realiza la transformación de Clarke tanto a las tensiones como a las corrientes.
3. Se realiza el cálculo de potencia activa y reactiva de la red.
4. El controlador *VSM*, a partir de las consignas de frecuencia, tensión y potencias; genera las referencias de amplitud y ángulo de la tensión.
5. Con el ángulo generado en el bucle de control *VSM* se realiza la transformación de Park tanto a las tensiones como a las corrientes.
6. Con las magnitudes de tensión y corriente de la red en el marco de referencia *dq0* se realimenta los bucles de control de tensión y corriente.
7. El bucle de tensión del eje *d* genera la referencia de corriente del eje *d* para garantizar la amplitud de tensión generada en el controlador *VSM*.
8. El bucle de tensión del eje *q* genera la referencia de corriente del eje *q* para garantizar que tensión asociada el eje *q* sea nula en todo momento.

9. Los bucles de control de corriente hacen efectivas las referencias suministradas por los bucles de tensión, además se incorporan las componentes de desacoplamiento de los ejes.
10. Las referencias de tensión de ambos ejes se envían al generador PWM.
11. La señal PWM actúa sobre el convertidor de potencia.

Capítulo 4

Diseño del sistema de control

El correcto funcionamiento del sistema de control pasa imperativamente por un diseño y elección adecuados de todos los parámetros que lo conforman. Si bien en el Capítulo 3 se explicaba el funcionamiento del sistema, en el presente capítulo se detalla la metodología de diseño seguida a la hora de implementar el modelo.

4.1. Diseño del sistema de control del generador

El sistema de control implementado tiene como finalidad mantener estable el nivel de tensión en los bornes del condensador del enlace de continua (DC-Link) haciendo uso de varios reguladores PI. La estrategia de control emplea un bucle de regulación de tensión que genera la referencia de corriente del eje q requerida por el bucle de control de corriente (FOC), tal y como se muestra en la figura 4.1

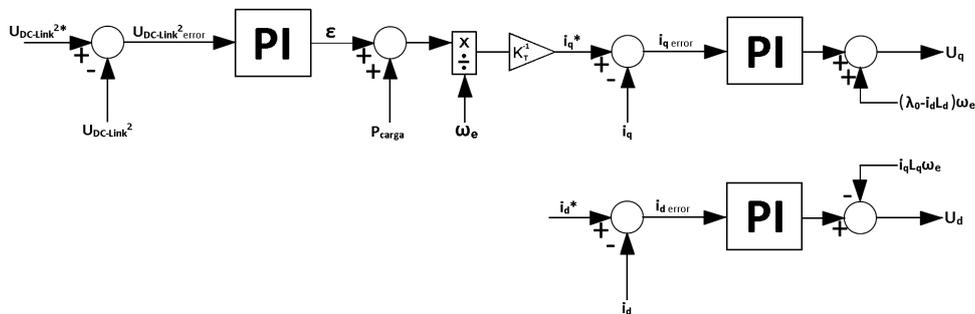


FIGURA 4.1: Bucles de control de tensión y corriente

Los términos que se incorporan al final del bucle, antes de generar las referencias de tensión, son los factores de desacople de los ejes d y q. Estos factores se obtienen de las ecuaciones 3.10 y 3.11 y permiten que las corrientes de ambos ejes sean independientes la una de la otra, simplificando de esta manera la función de transferencia del PMSG y el sintonizado de los reguladores.

4.1.1. Diseño de los reguladores de corriente

La regulación de corriente se realiza mediante el uso de dos reguladores PI, uno para cada eje del marco de referencia $dq0$ (el eje 0 se desprecia al tratarse de un sistema trifásico equilibrado), que se encargan de generar las referencias de tensión requeridas por el generador PWM.

A continuación se describen los diseños del filtro Antialiasing y de los reguladores anteriormente mencionados.

4.1.1.1. Diseño del filtro antialiasing de corriente del generador

Para un correcto funcionamiento del sistema de control es necesario eliminar el ruido eléctrico de las medidas de corriente, obteniendo así una señal más limpia. Para ello se implementa un filtro antialiasing de primer orden y paso bajo con una frecuencia de corte cuyo valor es la cuarta parte de la frecuencia de conmutación PWM. La relación entre la frecuencia de corte y la frecuencia de conmutación se basa en el *Teorema de Muestreo Nyquist-Shannon*.

La función de transferencia de un filtro de primer orden de paso bajo es:

$$Filtro = \frac{\omega_C}{s + \omega_C} \quad (4.1)$$

Siendo la frecuencia de corte:

$$\omega_C = 2\pi f_C \rightarrow f_C = 500\text{Hz} \rightarrow \omega_C = 3142\text{rad/s} \quad (4.2)$$

Por consiguiente, la función de transferencia del filtro antialiasing de corriente es:

$$Filtro_{PMSG} = \frac{3142}{s + 3142} \quad (4.3)$$

Cuya constante de tiempo tiene el valor:

$$T_{\omega_C} = \frac{1}{\omega_C} = 318\mu\text{s} \quad (4.4)$$

En cuanto a la respuesta en frecuencia del filtro implementado, para la frecuencia de corte, se no produce atenuación alguna en magnitud y la fase se retrasa 10° aproximadamente. El diagrama de Bode del filtro se muestra en la figura 4.2.

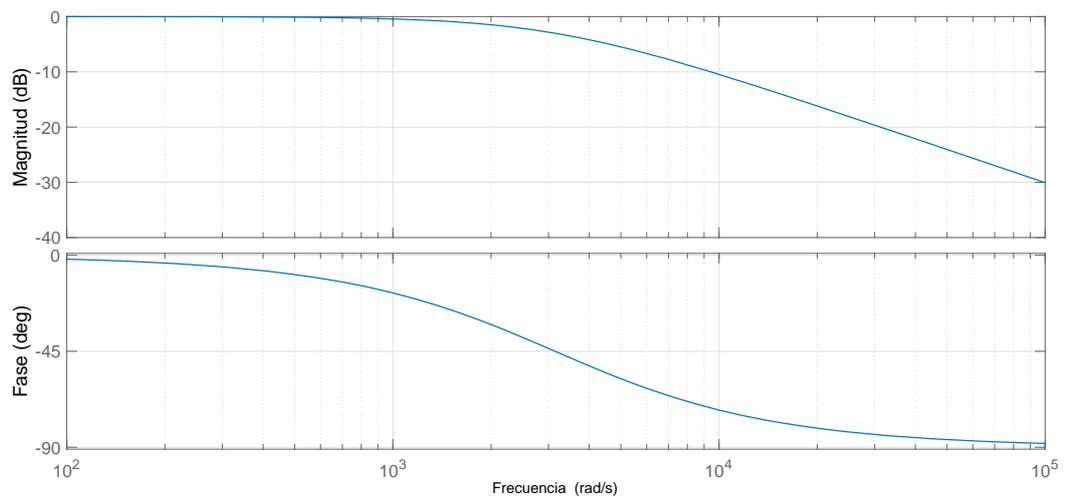


FIGURA 4.2: Diagrama de Bode del filtro de corrientes del generador

Por su parte, la simulación del funcionamiento del filtro muestra una importante disminución del ruido de la señal tal y como puede apreciarse en las figuras 4.3, donde la señal de la izquierda es la filtrada.

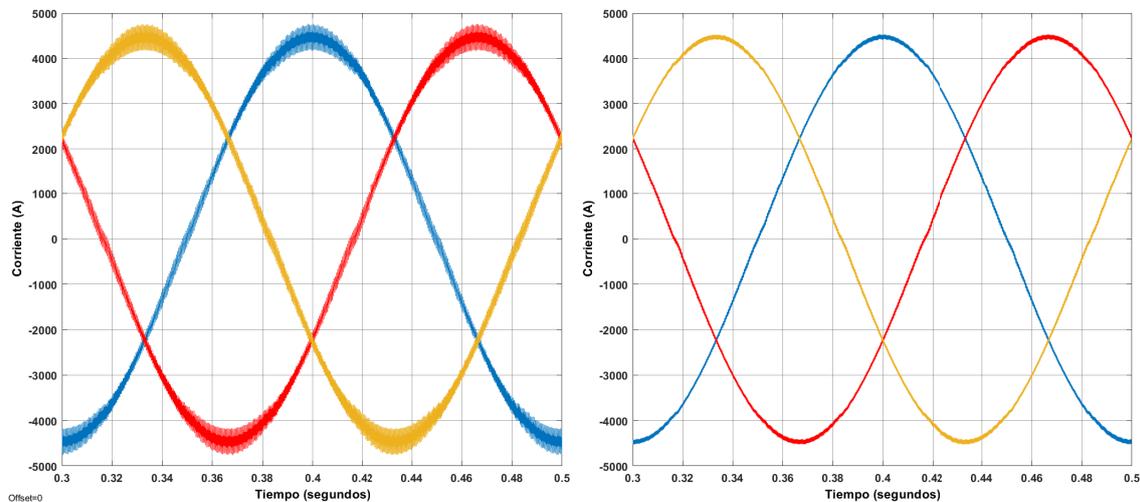


FIGURA 4.3: Filtrado de las corrientes de fase/línea del generador

4.1.1.2. Diseño del regulador de corriente del eje d

El regulador PI de corriente para el eje d tiene como función asegurar que la corriente en este eje sea nula en todo momento, garantizando así la cuadratura entre los ejes $dq0$ y por consiguiente par máximo. El bucle de control completo que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.4.

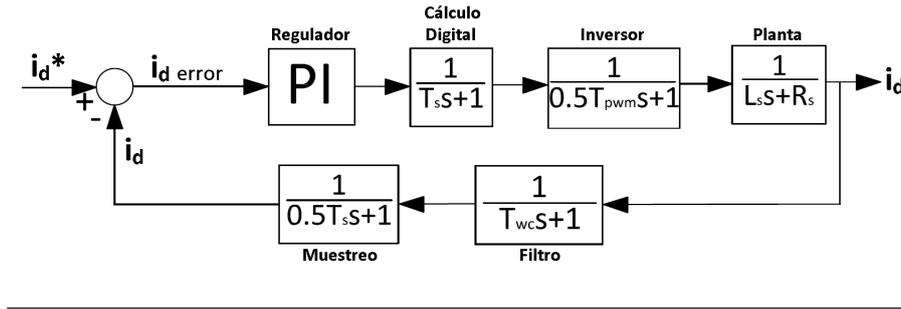


FIGURA 4.4: Bucle de control de corriente del eje d (GSC)

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de corriente PI.
- El retardo introducido por la generación de la señal en el inversor mediante PWM. Se considera de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es $0,5 \cdot T_{PWM} = \frac{1}{f_{PWM}} = 244 \mu s$, donde $f_{PWM} = 2050 Hz$ es la frecuencia de conmutación PWM.
- El retardo introducido por el cálculo digital. Se trata de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es el tiempo de muestreo del sistema, es decir, la mitad del tiempo de conmutación $T_s = 0,5 \cdot T_{PWM} = 244 \mu s$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica de la corriente en el estátor de la máquina y su constante de tiempo depende de la relación entre la inductancia y la resistencia del bobinado estático, siendo $\tau_{i_d} = L_d / R_s = 71,9 ms$.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318 \mu s$
- El retardo introducido por la conversión analógica-digital de la sensorización. Esta conversión responde a una función de transferencia de primer orden con una constante de tiempo $T_{ADC} = 1 \mu s$.

La función de transferencia del regulador PI es:

$$PI_{i_d} = K_{i_d} \left(1 + \frac{1}{T_{i_d} s} \right) \quad (4.5)$$

Donde K_{i_d} es la ganancia proporcional del regulador y T_{i_d} su tiempo integral.

Partiendo del diagrama de bloques de la figura 4.4 se deduce que la función de transferencia en bucle abierto es:

$$G_{i_d} = K_{i_d} \left(1 + \frac{1}{T_{i_d} s} \right) \frac{1}{L_d s + R_s} \frac{1}{T_s s + 1} \frac{1}{0,5 T_{PWM} s + 1} \frac{1}{T_{wc} s + 1} \frac{1}{T_{ADC} s + 1} \quad (4.6)$$

Sin embargo, con el objetivo de simplificar esta función de transferencia se recurre a la definición de una constante de tiempo equivalente que englobe todo el conjunto de los retardos de la ecuación 4.6.

$$T'_s = T_{Muestreo} + T_{Inversor} + T_{ADC} \simeq T_{PWM} = 488 \mu s \quad (4.7)$$

A partir del tiempo de retardo equivalente calculado se realiza una aproximación de Padé de primer orden que permita una inclusión más exacta de los retardos en el modelo del sistema. La función de transferencia se corresponde a la ecuación 4.8, y su respuesta en magnitud y fase a la figura 4.5

$$\text{Retardos} = \frac{-s + 8167}{s + 8167} \quad (4.8)$$

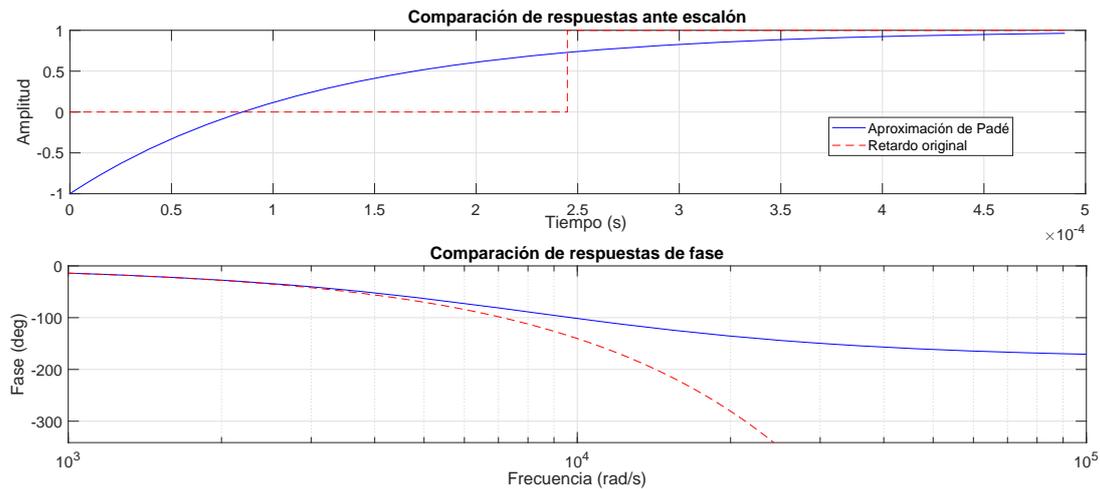


FIGURA 4.5: Respuesta de la aproximación de Padé para los retardos del eje d

Finalmente, la función de transferencia en bucle abierto del sistema queda compuesta por la planta, el controlador PI, el filtro antialiasing y la aproximación de Padé de los retardos:

$$G'_{i_d} = K_{i_d} \left(1 + \frac{1}{T_{i_d} s}\right) \frac{1}{L_d s + R_s} \frac{\omega_C}{s + \omega_C} \frac{-s + 8167}{s + 8167} \quad (4.9)$$

4.1.1.2.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje d

El sintonizado del regulador se realiza en el lugar de raíces mediante la herramienta *SISOTOOL*. Las especificaciones de diseño para el sintonizado del regulador son:

- *Tiempo de establecimiento* = 5 ms
- *Sobreoscilación máxima* = 10 %

Los parámetros del regulador diseñado y su función de transferencia quedan definidos por:

- *Ganancia proporcional* = 0,0406
- *Tiempo integral* = 130

$$PI_{i_q} = 0,0406 \left(1 + \frac{1}{130s}\right) \quad (4.10)$$

El lugar de raíces del sistema se muestra en la figura 4.6.

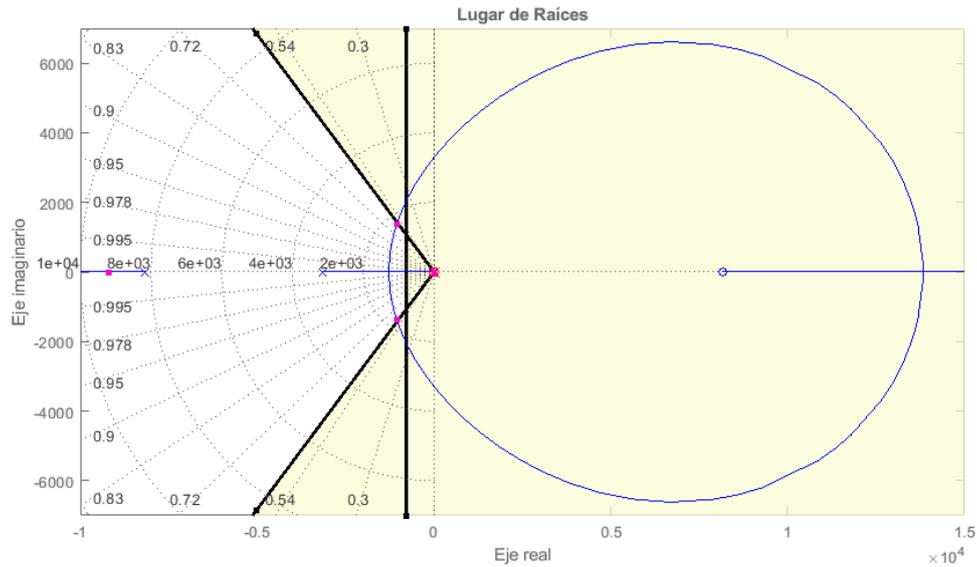


FIGURA 4.6: Lugar de raíces del eje d

La respuesta temporal del sistema, mostrada en la figura 4.7, presenta un tiempo de establecimiento de 5 ms y una sobreoscilación máxima del $7,36\%$.

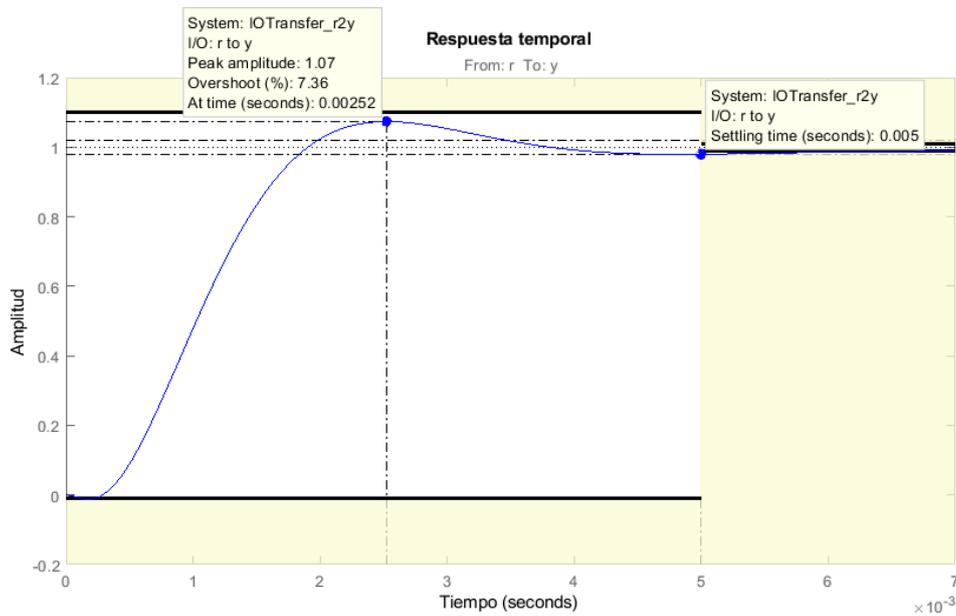


FIGURA 4.7: Respuesta temporal del eje d

En cuanto al diagrama de Bode del sistema presentado en la figura 4.8, este indica que el sistema en bucle cerrado es estable y presenta un margen de ganancia de $13,1\text{ dB}$ y un margen de fase de $58,9^\circ$.

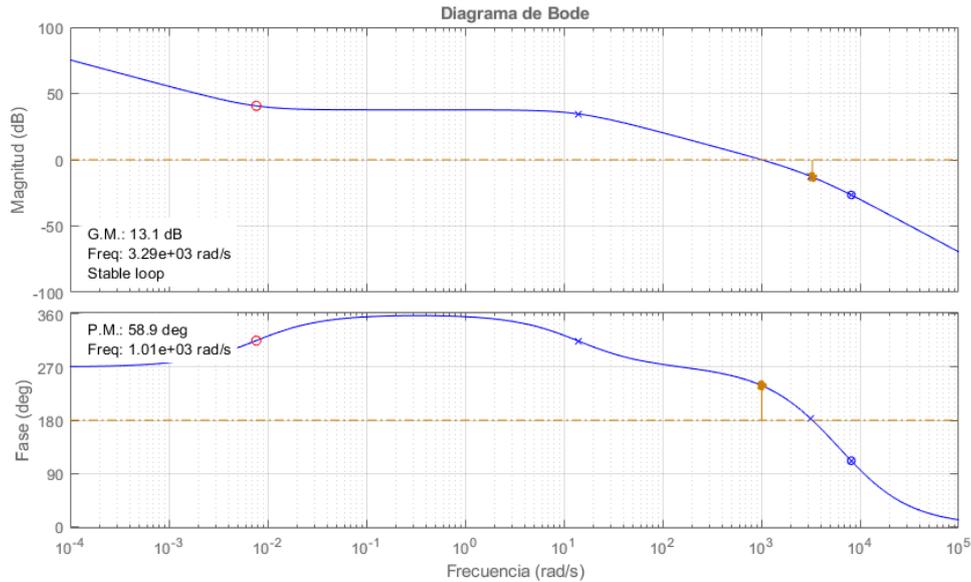


FIGURA 4.8: Diagrama de Bode del eje d

4.1.1.2.2. Respuesta del regulador de corriente del eje d en simulación

Con el regulador PI_{i_d} (4.10) sintonizado se implementa en el modelo de *SIMULINK* su versión discretizada para un tiempo de muestreo de $244\mu s$. La respuesta temporal del PMSG girando a velocidad nominal para una entrada en escalón (figura 4.9) presenta un tiempo de establecimiento de $5,15 ms$ y una sobreoscilación máxima del $7,94\%$. Cabe indicar que la amplitud del escalón corresponde al salto desde el 80% de la corriente nominal al 100% de esta, rango dónde el PMSG presenta un mejor comportamiento.

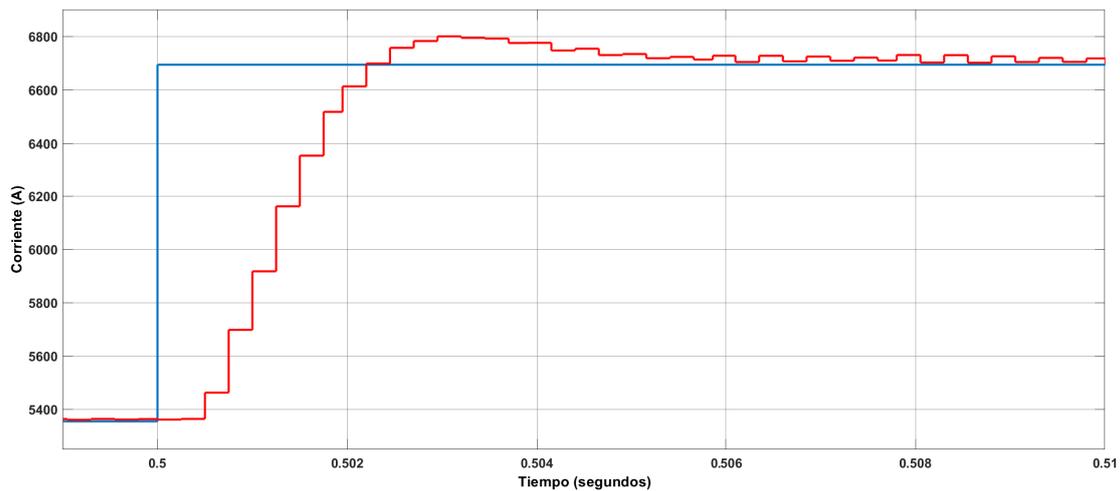


FIGURA 4.9: Respuesta temporal en simulación del eje d

Por otro lado, en la figura 4.10 se verifica que la corriente en el eje q es nula y por tanto que el desacople entre ambos ejes evita la interacción entre ellos.

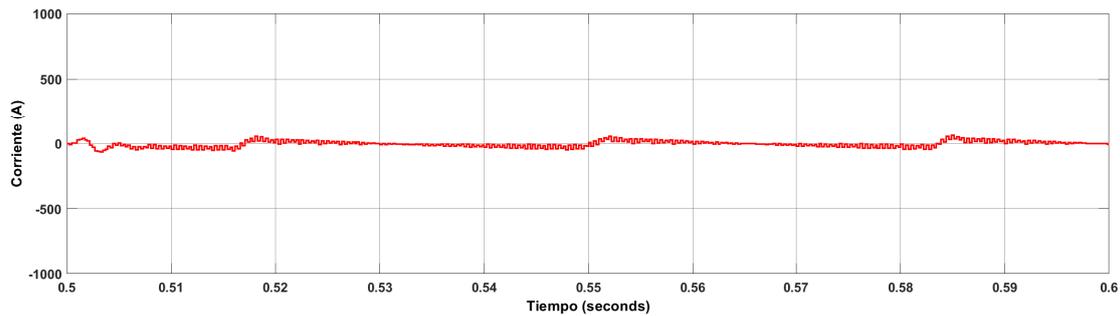


FIGURA 4.10: Respuesta temporal en simulación del desacople del eje q

4.1.1.3. Diseño del regulador de corriente del eje q

El regulador PI de corriente para el eje q debe seguir adecuadamente la referencia proporcionada por el bucle de control de tensión, extrayendo así la cantidad de energía óptima que requerida en el DC-Link. El bucle de control completo que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.11.

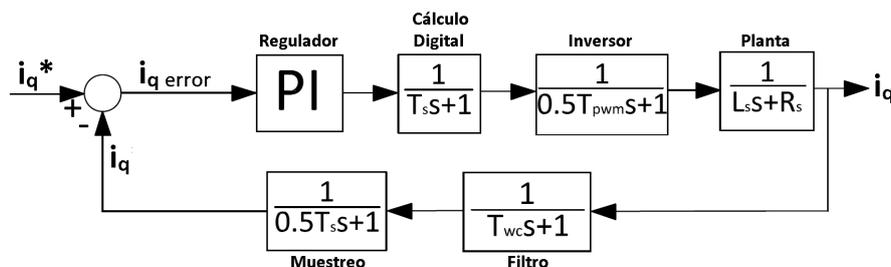


FIGURA 4.11: Bucle de control de corriente del eje q

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de corriente PI.
- El retardo introducido por la generación de la señal en el inversor mediante PWM. Se considera de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es $0,5 \cdot T_{PWM} = \frac{1}{f_{PWM}} = 244 \mu s$, donde $f_{PWM} = 2050 Hz$ es la frecuencia de conmutación PWM.
- El retardo introducido por el cálculo digital. Se trata de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es el tiempo de muestreo del sistema, es decir, la mitad del tiempo de conmutación $T_s = 0,5 \cdot T_{PWM} = 244 \mu s$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica de la corriente en el estátor de la máquina y su constante de tiempo depende de la relación entre la inductancia y la resistencia del bobinado estático, siendo $\tau_{i_q} = L_q / R_s = 71,9 ms$.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318 \mu s$

- El retardo introducido por la conversión analógica-digital de la sensorización. Esta conversión responde a una función de transferencia de primer orden con una constante de tiempo $T_{ADC} = 1\mu s$.

La función de transferencia del regulador PI es:

$$PI_{i_q} = K_{i_q} \left(1 + \frac{1}{T_{i_q} s} \right) \quad (4.11)$$

Donde K_{i_q} es la ganancia proporcional del regulador y T_{i_q} su tiempo integral.

Partiendo del diagrama de bloques de la figura 4.11 se deduce que la función de transferencia en bucle abierto es idéntica a la del bucle de corriente del eje d, y su expresión es:

$$G_{i_q} = K_{i_q} \left(1 + \frac{1}{T_{i_q} s} \right) \frac{1}{L_q s + R_s} \frac{1}{T_s s + 1} \frac{1}{0,5 T_{PWM} s + 1} \frac{1}{T_{\omega c} s + 1} \frac{1}{0,5 T_s s + 1} \quad (4.12)$$

La función de transferencia en bucle abierto se somete al mismo procedimiento de simplificación que en el eje d y queda compuesta por la planta, el controlador PI, el filtro antialiasing y la aproximación de Padé de los retardos:

$$G'_{i_q} = K_{i_q} \left(1 + \frac{1}{T_{i_q} s} \right) \frac{1}{L_q s + R_s} \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{-s + 8167}{s + 8167} \quad (4.13)$$

4.1.1.3.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje q

En lo que se refiere al sintonizado del regulador de corriente para el eje q cabe señalar que tanto la planta del eje d como la del eje q son exactamente iguales y por consiguiente su diseño teórico responde al mismo comportamiento y especificaciones. Teniendo esto en cuenta la función de transferencia del regulador de corriente para el eje q queda definido por:

$$PI_{i_q} = 0,0406 \left(1 + \frac{1}{130s} \right) \quad (4.14)$$

Dado que la planta y el regulador de los ejes d y q son iguales, las características del sistema quedan definidas en las figuras del apartado anterior: el lugar de raíces en la figura 4.6, la respuesta temporal en la figura 4.7 y el diagrama de Bode en la figura 4.8.

4.1.1.3.2. Respuesta del regulador de corriente del eje q en simulación

La respuesta temporal del regulador PI_{i_q} en dominio discreto ($T_s = 244\mu s$) para el sistema de corriente q se presenta en la figura 4.12. En ella se observa un tiempo de establecimiento de $4,68 ms$ con una sobreoscilación máxima del $7,99\%$, todo ello para valores nominales de velocidad y corriente. Al igual que para la simulación del bucle de corriente del eje d, el escalón aplicado va desde el 80% hasta el 100% de la corriente nominal.

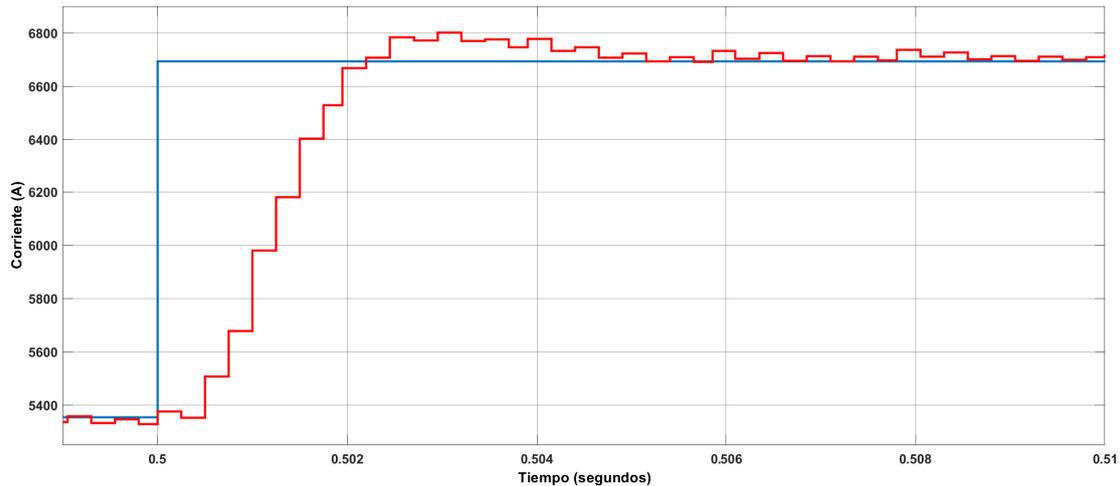


FIGURA 4.12: Respuesta temporal en simulación del eje q

En la figura 4.13 se verifica que la corriente en el eje d es nula y por consiguiente que el desacople entre ambos ejes evita la interacción entre ellos.

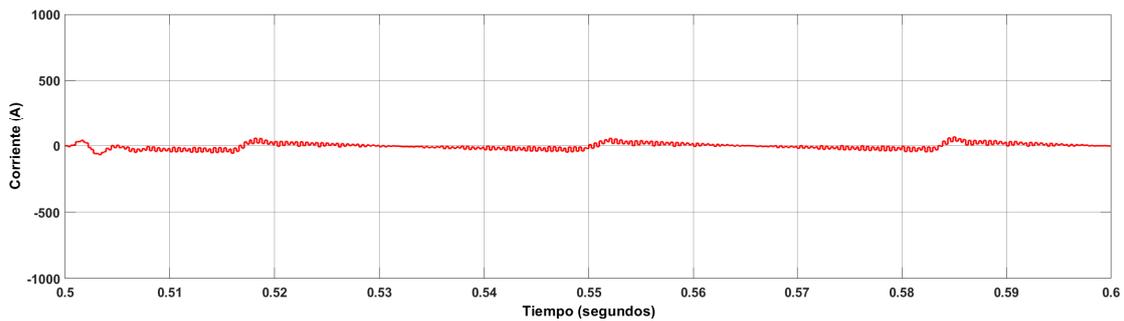


FIGURA 4.13: Respuesta temporal en simulación del desacople del eje d

4.1.2. Diseño del regulador de tensión del enlace de corriente continua

La regulación de tensión del enlace de continua la realiza un regulador PI que se encarga de generar la referencia de corriente del eje q. A continuación se detallan los diseños del filtro y del regulador requeridos.

4.1.2.1. Diseño del filtrado antialiasing del enlace de corriente continua

Tanto la señal de tensión del enlace de continua como la señal de corriente consumida por la carga están contaminadas por el ruido eléctrico producido en la conmutación. Para eliminar estas perturbaciones se implementan dos filtros Antialiasing de primer orden y paso bajo cuya función de transferencia es:

$$Filtro = \frac{\omega_C}{s + \omega_C} \quad (4.15)$$

La frecuencia de corte elegida tanto para el filtro de tensión como para el de corriente de consumo es la cuarta parte de la frecuencia de conmutación PWM.

$$\omega_C = 2\pi f_C \rightarrow f_C = 500\text{Hz} \rightarrow \omega_C = 3142\text{rad/s} \quad (4.16)$$

Y su función de transferencia:

$$\text{Filtro}_{DC-Link} = \frac{3142}{s + 3142} \quad (4.17)$$

Cuya constante de tiempo tiene el valor:

$$T_{\omega_C} = \frac{1}{\omega_C} = 0,318\text{ms} \quad (4.18)$$

La respuesta en frecuencia de los filtros implementados, para la frecuencia de corte, muestra una atenuación nula en magnitud y un retraso en la fase de 10° . El diagrama de Bode del filtro se muestra en la figura 4.14.

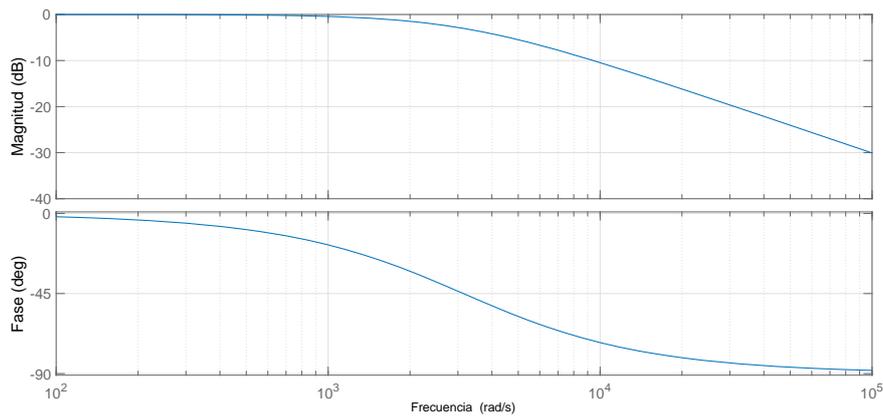


FIGURA 4.14: Diagrama de Bode del filtrado del bus de continua

Por su parte, la simulación del funcionamiento del filtrado con parámetros nominales muestra una importante disminución del ruido en los bornes del condensador, tal y como puede apreciarse en las figuras 4.15 y 4.16 respectivamente.

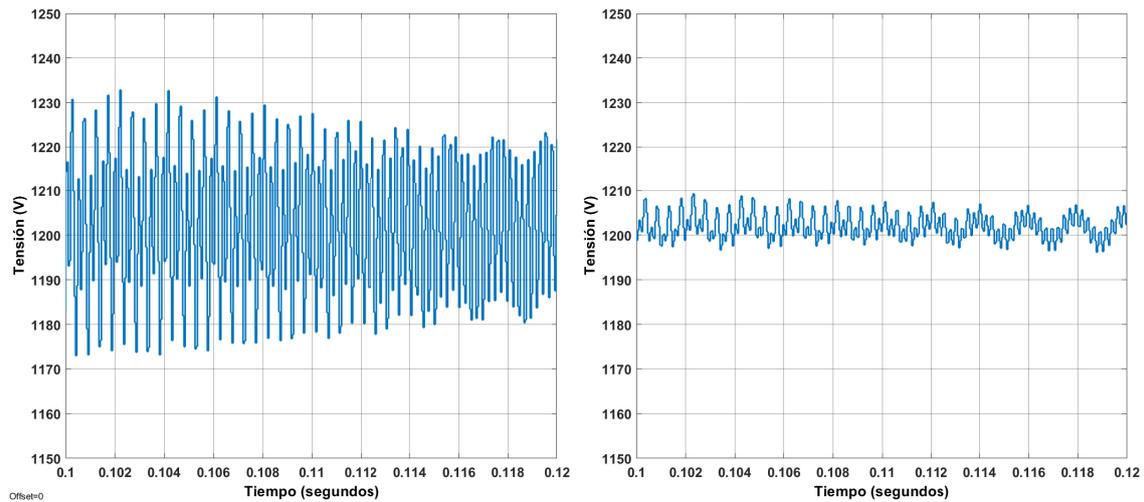


FIGURA 4.15: Filtrado del nivel de tensión del enlace de continua. A la izquierda se muestra la señal sin filtrar, a la derecha la señal tras el filtrado.

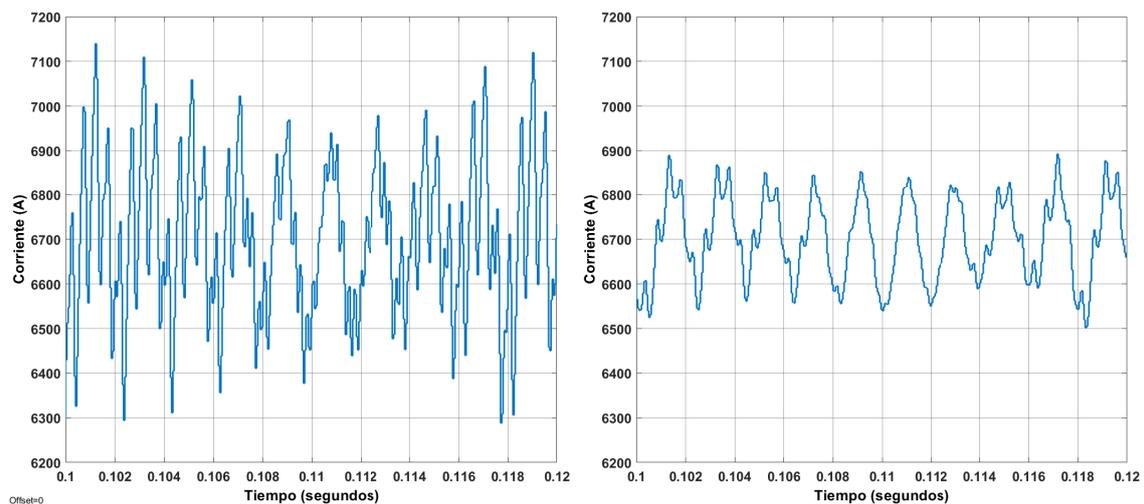


FIGURA 4.16: Filtrado de la corriente de consumo del enlace de continua. A la izquierda se muestra la señal sin filtrar, a la derecha la señal tras el filtrado.

4.1.2.2. Diseño del regulador de tensión

El regulador PI de tensión tiene como finalidad mantener estable a 1200 V el nivel de tensión en el bus de continua, para ello genera una acción de control que permita extraer la cantidad óptima de energía del PMSG en función del consumo en la carga. Esta acción de control es la potencia que debe ser generada en el PMSG, y tras relacionarla con el bucle interno de corriente sirve de entrada para el control del eje q:

$$i_q = \frac{\varepsilon i_{carga}}{\omega_m K_T} \quad (4.19)$$

Donde ε es la potencia de referencia y K_T la constante de par del PMSG.

El bucle de control completo que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.17.

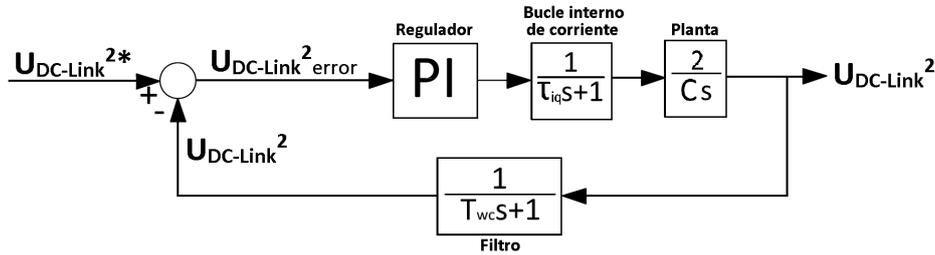


FIGURA 4.17: Bucle de control de tensión en el enlace de continua

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de tensión PI.
- La función de transferencia de primer orden del bucle interno de corriente, cuya constante de tiempo es la cuarta parte del tiempo de establecimiento de este, es decir, $\tau_{iq} = 1,25ms$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica del nivel de tensión en los bornes del condensador del enlace de continua y cuya constante de tiempo depende directamente de la capacidad de este.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318\mu s$

La función de transferencia del regulador PI es:

$$PI_{VDC} = K_{VDC} \left(1 + \frac{1}{T_{VDC}S} \right) \quad (4.20)$$

Donde K_{VDC} es la ganancia proporcional del regulador y T_{VDC} su tiempo integral.

Partiendo del diagrama de bloques de la figura 4.17 se deduce que la función de transferencia en bucle abierto es:

$$G_{VDC} = K_{VDC} \left(1 + \frac{1}{T_{VDC}S} \right) \frac{2}{Cs} \frac{1}{\tau_{iq}S + 1} \frac{1}{T_{wc}S + 1} \quad (4.21)$$

4.1.2.2.1. Sintonizado del regulador de tensión

El sintonizado del regulador PI se realiza siguiendo la misma metodología que en el caso de los reguladores de corriente. Sin embargo a la hora de definir las especificaciones de diseño se ha de tener en cuenta la dinámica de los bucles de corriente, siendo necesario que el bucle de tensión sea 10 veces más lento. Por ello, las especificaciones de diseño para el sintonizado del regulador son:

- *Tiempo de establecimiento* = 50 ms
- *Sobreoscilación máxima* = 5 %

Los parámetros del regulador diseñado y su función de transferencia quedan definidos por:

- Ganancia proporcional = 1,25
- Tiempo integral = 83,33

$$PI_{VDC} = 1,25\left(1 + \frac{1}{83,33s}\right) \quad (4.22)$$

El lugar de raíces del sistema se muestra en la figura 4.18.

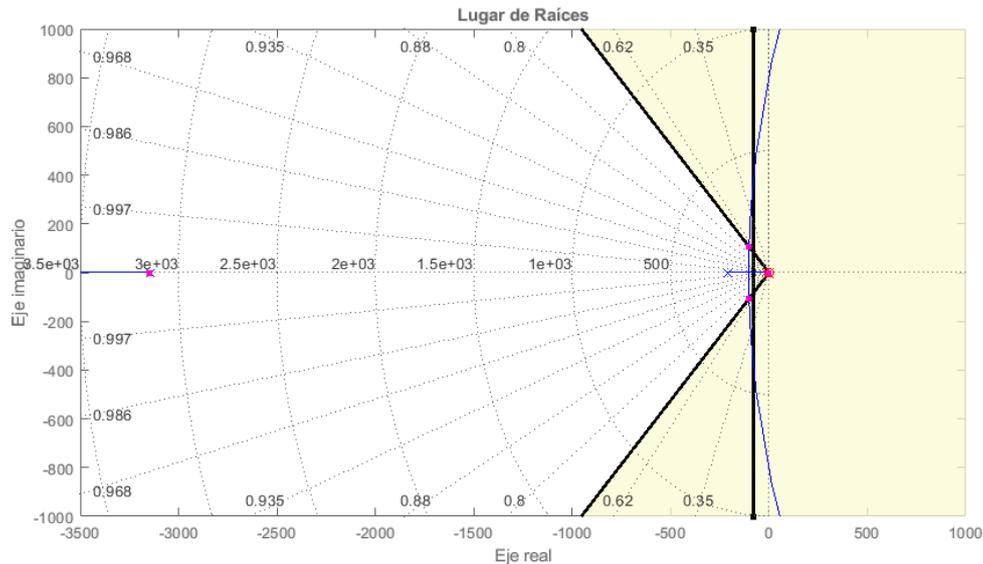


FIGURA 4.18: Lugar de raíces del enlace de continua

La respuesta temporal del sistema, mostrada en la figura 4.19, presenta un tiempo de establecimiento de 41,3 ms y una sobreoscilación máxima del 4,81 %.

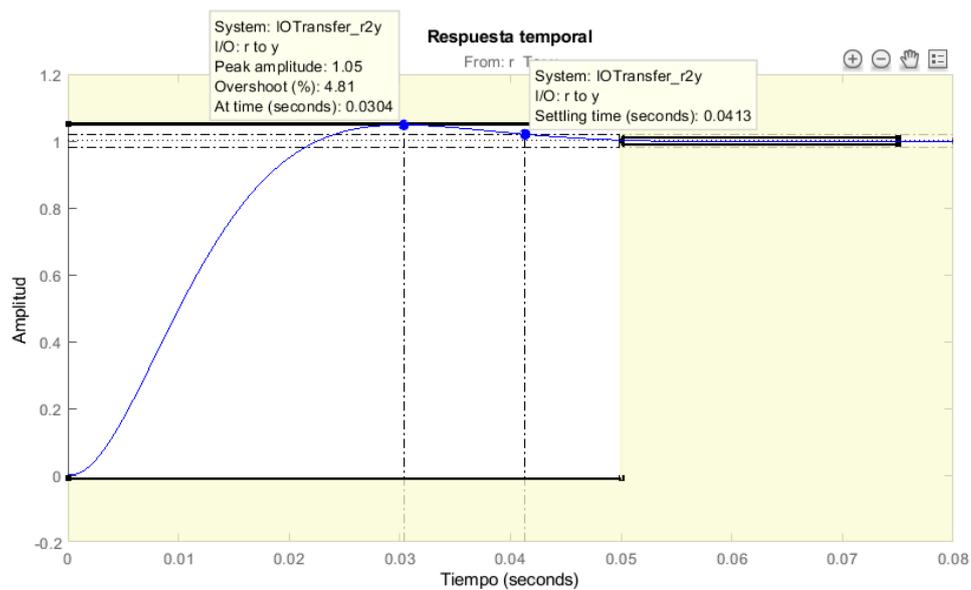


FIGURA 4.19: Respuesta temporal del enlace de continua

En cuanto al diagrama de Bode del sistema presentado en la figura 4.20, este indica que el sistema en bucle cerrado es estable y presenta un margen de ganancia de $30,4 \text{ dB}$ y un margen de fase de $64,4^\circ$.

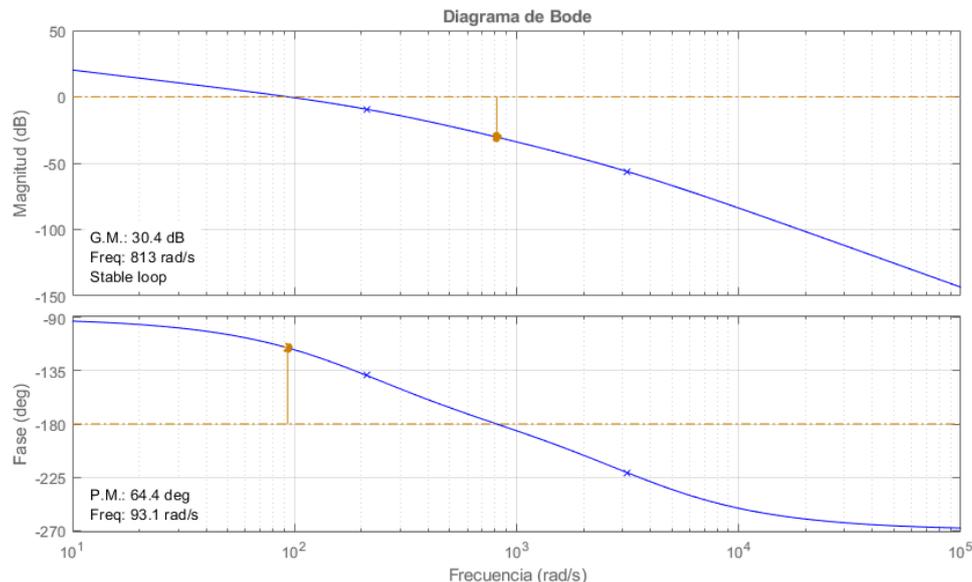


FIGURA 4.20: Diagrama de Bode del enlace de continua

4.1.2.2.2. Respuesta del regulador de tensión en simulación

Con el regulador PI_{VDC} (4.22) sintonizado se implementa en el modelo de *SIMULINK* su versión discretizada para un tiempo de muestreo de $244 \mu\text{s}$. La respuesta temporal del PMSG girando a velocidad nominal para una entrada en escalón de amplitud igual 200 V (figura 4.21) presenta un tiempo de establecimiento de $51,2 \text{ ms}$ y una sobreoscilación máxima del $5,7\%$.

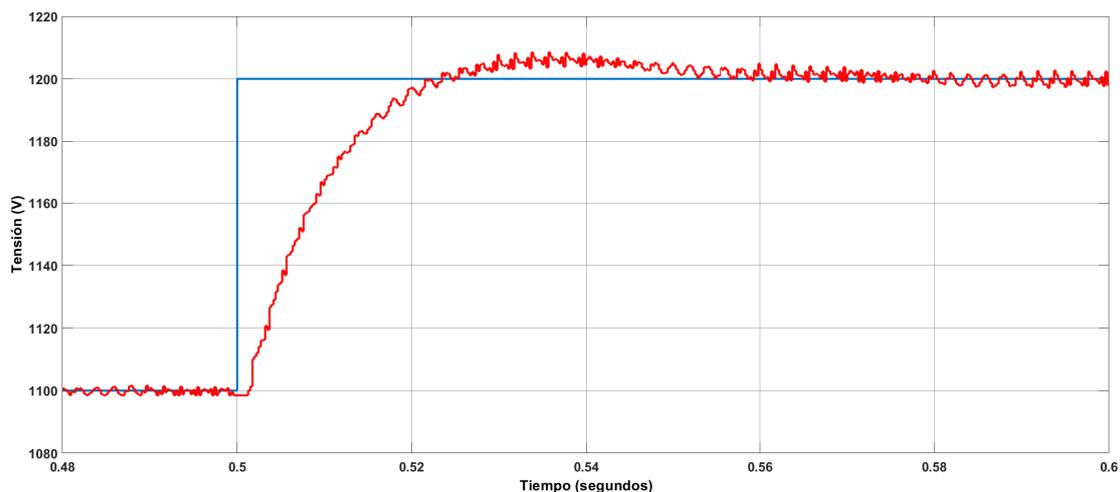


FIGURA 4.21: Respuesta temporal en simulación del enlace de continua

Así mismo en la figura 4.22 se observa como el nivel de tensión permanece constante aún con la entrada de perturbaciones, en este caso la entrada en carga de una resistencia

que presenta un consumo de energía equivalente a 8MW estando el generador girando a velocidad nominal.

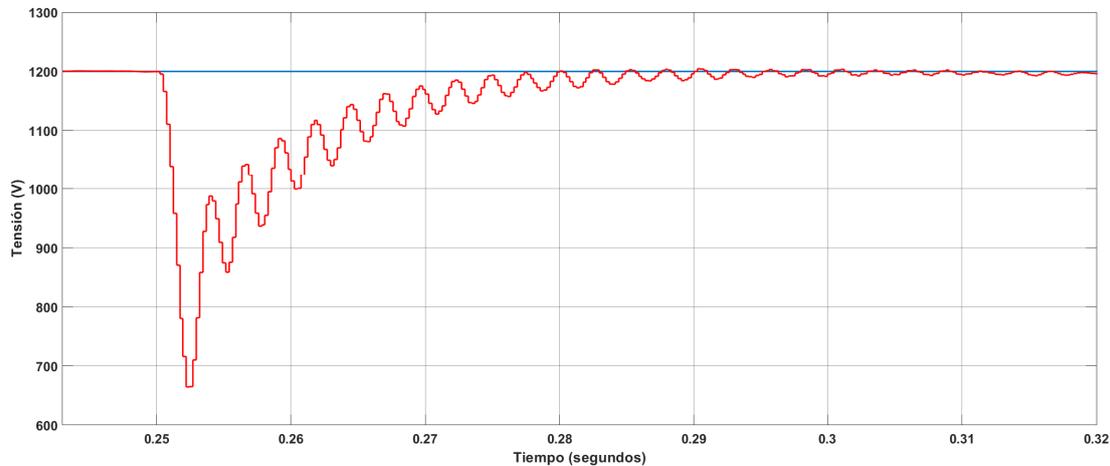


FIGURA 4.22: Respuesta en simulación del enlace de continua ante consumo energético

4.2. Diseño del sistema de control de la red

El objetivo del sistema de control de red es verter a la red la energía eléctrica generada en unas condiciones de tensión y frecuencia apropiadas. La estrategia de control, basada en *Control Orientado de Tensión*, emplea varios bucles de control de potencia, tensión y corriente conectados en cascada; tal y como se muestra en la figura 4.23.

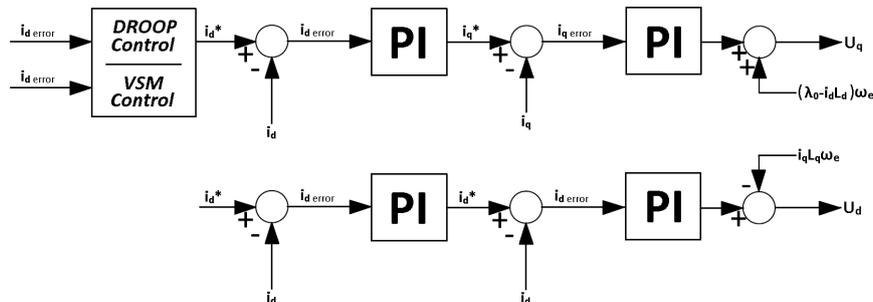


FIGURA 4.23: Bucles de control de potencia, tensión y corriente

Las técnicas de control objeto del estudio únicamente difieren en la forma en la que generan las referencias de control que deben seguir los bucles de tensión y corriente. Por tanto en la presente sección se desarrollará la fase de diseño de los elementos comunes siendo al final de ésta cuando entre a detallar el control *Droop* y el control basado en *Virtual Synchronous Machine*.

4.2.1. Diseño de los reguladores de corriente

La regulación de corriente se realiza mediante el uso de dos reguladores PI, uno para cada eje del marco de referencia $dq0$ (el eje 0 se desprecia al tratarse de un sistema trifásico equilibrado), que se encargan de generar las referencias de tensión requeridas por el generador PWM.

A continuación se describen los diseños del filtro Antialiasing y de los reguladores anteriormente mencionados.

4.2.1.1. Diseño del filtro antialiasing de corriente

Para un correcto funcionamiento del sistema de control es necesario eliminar el ruido eléctrico de las medidas de corriente, obteniendo así una señal más limpia. Para ello se implementa un filtro antialiasing de primer orden y paso bajo con una frecuencia de corte cuyo valor es la cuarta parte de la frecuencia de conmutación PWM. La relación entre la frecuencia de corte y la frecuencia de conmutación se basa en el *Teorema de Muestreo Nyquist-Shannon*.

La función de transferencia de un filtro de primer orden de paso bajo es:

$$Filtro = \frac{\omega_C}{s + \omega_C} \quad (4.23)$$

Siendo la frecuencia de corte:

$$\omega_C = 2\pi f_C \rightarrow f_C = 500\text{Hz} \rightarrow \omega_C = 3142\text{rad/s} \quad (4.24)$$

Por consiguiente, la función de transferencia del filtro antialiasing de corriente es:

$$Filtro_{PMSG} = \frac{3142}{s + 3142} \quad (4.25)$$

Cuya constante de tiempo tiene el valor:

$$T_{\omega_C} = \frac{1}{\omega_C} = 318\mu\text{s} \quad (4.26)$$

En cuanto a la respuesta en frecuencia del filtro implementado, para la frecuencia de corte, se no produce atenuación alguna en magnitud y la fase se retrasa 10° aproximadamente. El diagrama de Bode del filtro se muestra en la figura 4.24.

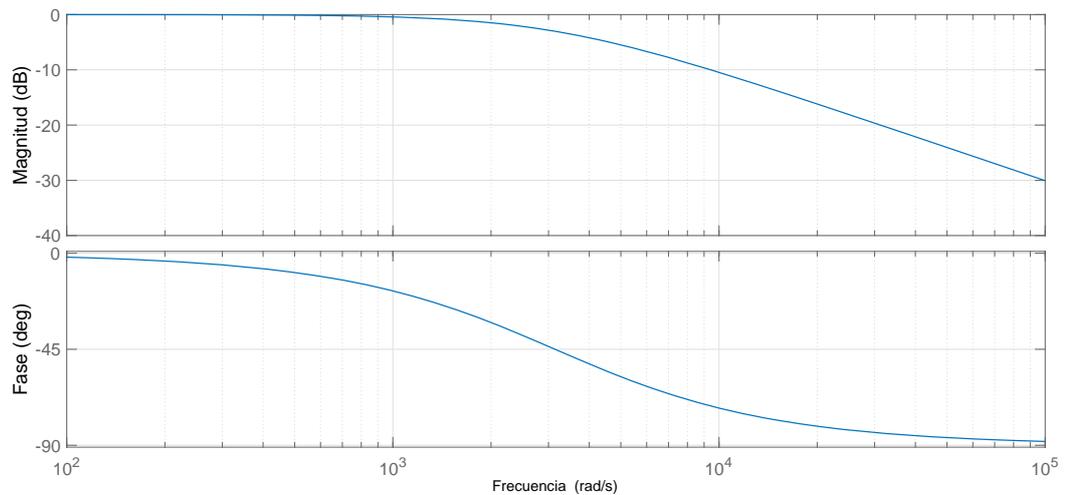


FIGURA 4.24: Diagrama de Bode del filtro de corrientes de la red

Por su parte, la simulación del funcionamiento del filtro muestra una importante disminución del ruido de la señal tal y como puede apreciarse en las figuras 4.25, donde la señal de la izquierda es la filtrada.

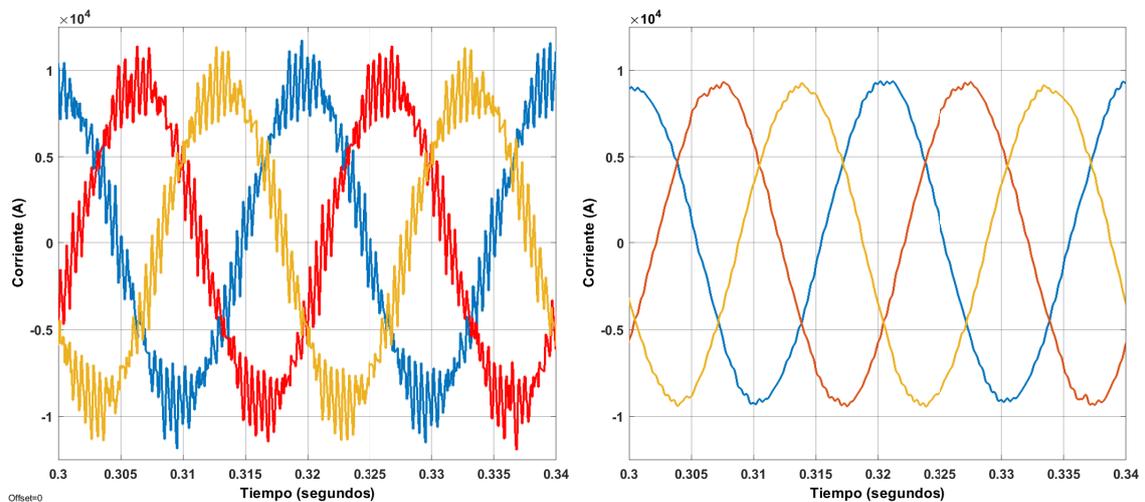


FIGURA 4.25: Filtrado de las corrientes de fase/línea de la red

4.2.1.2. Diseño del regulador de corriente del eje d

El regulador PI de corriente para el eje d tiene como finalidad hacer efectivo el seguimiento de la referencia de corriente generada en el bucle de control de tensión. El bucle de control completo que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.23.

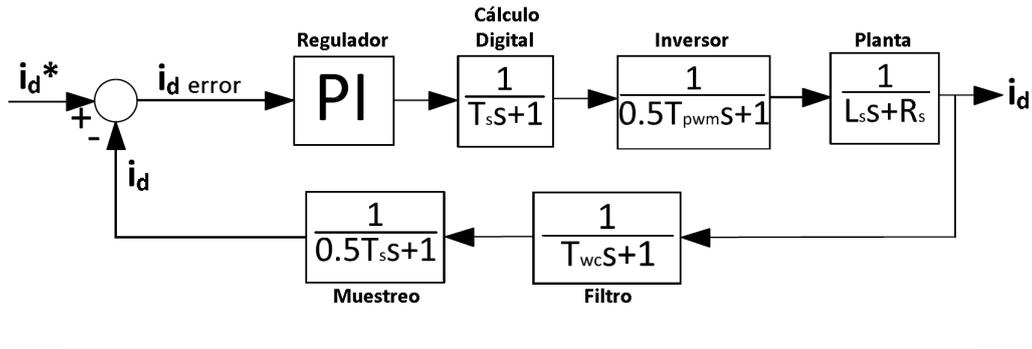


FIGURA 4.26: Bucle de control de corriente del eje d (GSC)

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de corriente PI.
- El retardo introducido por la generación de la señal en el inversor mediante PWM. Se considera de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es $0,5 \cdot T_{PWM} = \frac{1}{f_{PWM}} = 244\mu s$, donde $f_{PWM} = 2050Hz$ es la frecuencia de conmutación PWM.
- El retardo introducido por el cálculo digital. Se trata de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es el tiempo de muestreo del sistema, es decir, la mitad del tiempo de conmutación $T_s = 0,5 \cdot T_{PWM} = 244\mu s$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica de la corriente en la red y su constante de tiempo depende de la relación entre la inductancia y la resistencia de esta, siendo $\tau_{i_d} = L_{red}/R_{red} = 39,8ms$.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318\mu s$
- El retardo introducido por la conversión analógica-digital de la sensorización. Esta conversión responde a una función de transferencia de primer orden con una constante de tiempo $T_{ADC} = 1\mu s$.

La función de transferencia del regulador PI es:

$$PI_{i_d} = K_{i_d} \left(1 + \frac{1}{T_{i_d} s} \right) \quad (4.27)$$

Donde K_{i_d} es la ganancia proporcional del regulador y T_{i_d} su tiempo integral.

Partiendo del diagrama de bloques de la figura 4.26 se deduce que la función de transferencia en bucle abierto es:

$$G_{i_d} = K_{i_d} \left(1 + \frac{1}{T_{i_d} s} \right) \frac{1}{L_d s + R_s} \frac{1}{T_s s + 1} \frac{1}{0,5 T_{PWM} s + 1} \frac{1}{T_{wc} s + 1} \frac{1}{T_{ADC} s + 1} \quad (4.28)$$

Sin embargo, con el objetivo de simplificar esta función de transferencia se recurre a la definición de una constante de tiempo equivalente que englobe todo el conjunto de los

retardos de la ecuación 4.27.

$$T'_s = T_{\text{Muestreo}} + T_{\text{Inversor}} + T_{\text{ADC}} \simeq T_{\text{PWM}} = 488 \mu\text{s} \quad (4.29)$$

A partir del tiempo de retardo equivalente calculado se realiza una aproximación de Padé de primer orden que permita una inclusión más exacta de los retardos en el modelo del sistema. La función de transferencia se corresponde a la ecuación 4.30, y su respuesta en magnitud y fase a la figura 4.27

$$\text{Retardos} = \frac{-s + 8167}{s + 8167} \quad (4.30)$$

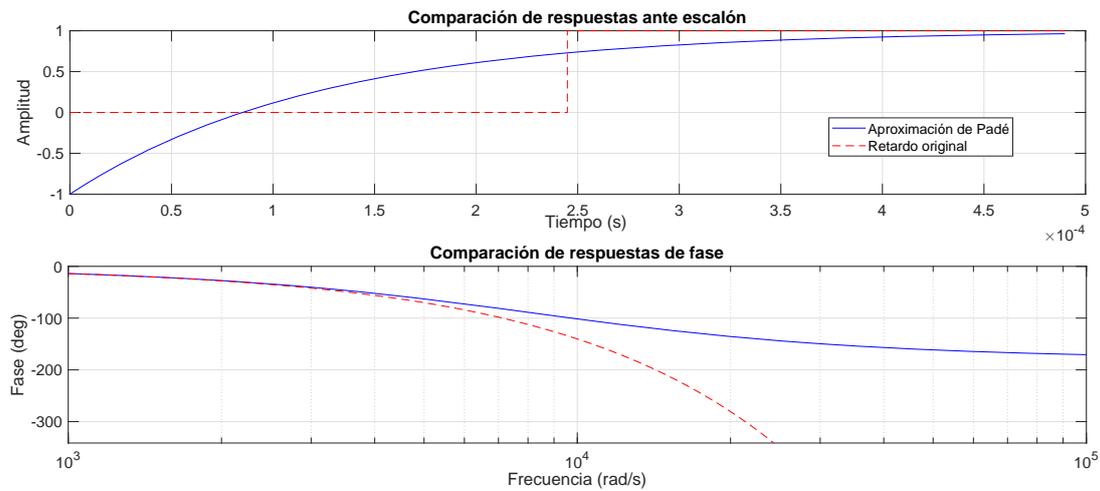


FIGURA 4.27: Respuesta de la aproximación de Padé para los retardos del bucle de corriente del eje d

Finalmente, la función de transferencia en bucle abierto del sistema queda compuesta por la planta, el controlador PI, el filtro antialiasing y la aproximación de Padé de los retardos:

$$G'_{i_d} = K_{i_d} \left(1 + \frac{1}{T_{i_d} s}\right) \frac{1}{L_d s + R_s} \frac{\omega_C}{s + \omega_C} \frac{-s + 8167}{s + 8167} \quad (4.31)$$

4.2.1.2.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje d

El sintonizado del regulador se realiza en el lugar de raíces mediante la herramienta *SISOTOOL*. Las especificaciones de diseño para el sintonizado del regulador son:

- *Tiempo de establecimiento* = 5 ms
- *Sobreoscilación máxima* = 5 %

Los parámetros del regulador diseñado y su función de transferencia quedan definidos por:

- *Ganancia proporcional* = 0,825
- *Tiempo integral* = 4,71

$$PI_{i_d} = 0,0825 \left(1 + \frac{1}{4,71s}\right) \quad (4.32)$$

El lugar de raíces del sistema se muestra en la figura 4.28.

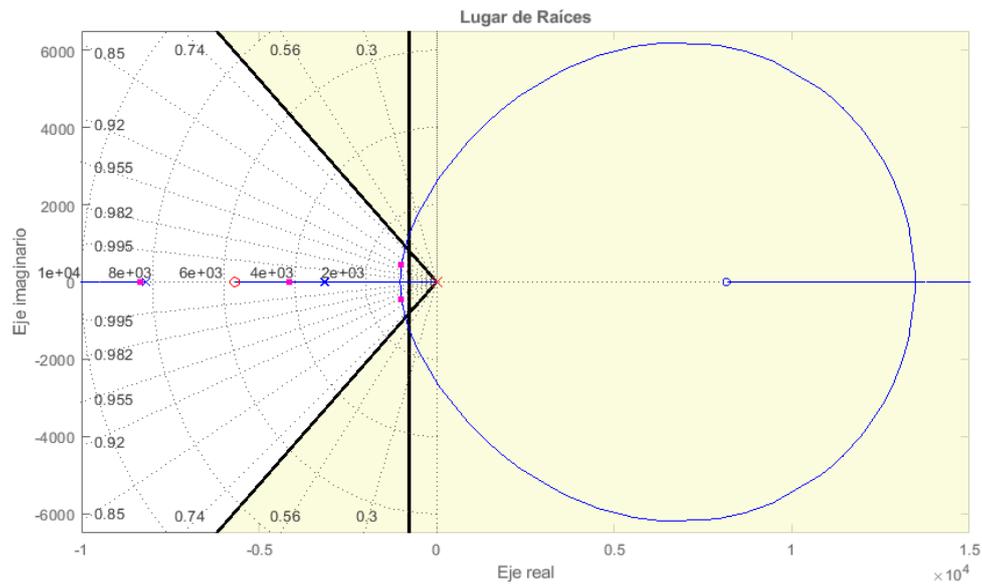


FIGURA 4.28: Lugar de raíces del bucle de corriente del eje d

La respuesta temporal del sistema, mostrada en la figura 4.29, presenta un tiempo de establecimiento de $4,79\text{ ms}$ y una sobreoscilación máxima del $0,08\%$.

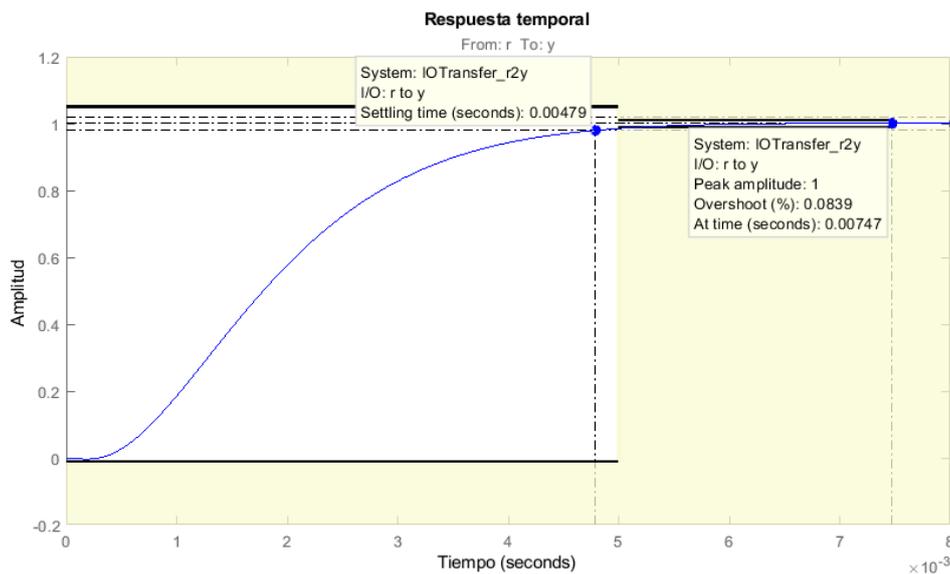


FIGURA 4.29: Respuesta temporal del bucle de corriente del eje d

En cuanto al diagrama de Bode del sistema presentado en la figura 4.30, este indica que el sistema en bucle cerrado es estable y presenta un margen de ganancia de 18 dB y un margen de fase de $70,3^\circ$.

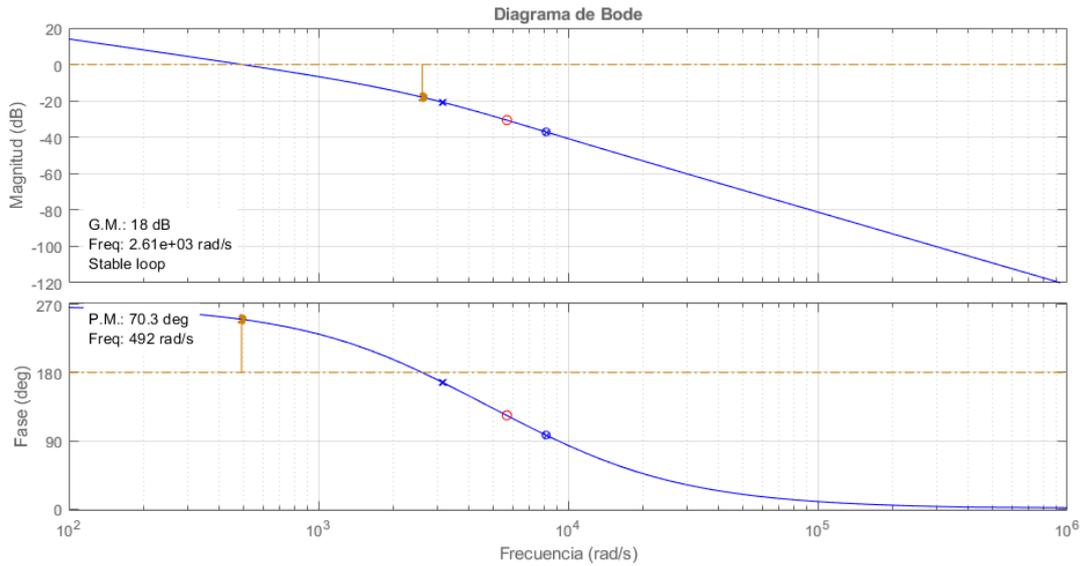


FIGURA 4.30: Diagrama de Bode del eje d

4.2.1.2.2. Respuesta del regulador de corriente del eje d en simulación

Con el regulador PI_{i_d} (4.32) sintonizado se implementa en el modelo de *SIMULINK* su versión discretizada para un tiempo de muestreo de $244\mu s$. La respuesta temporal del bucle de corriente para una entrada en escalón (figura 4.31) presenta un tiempo de establecimiento de $5,12\ ms$ y una sobreoscilación máxima del $0,18\ %$.

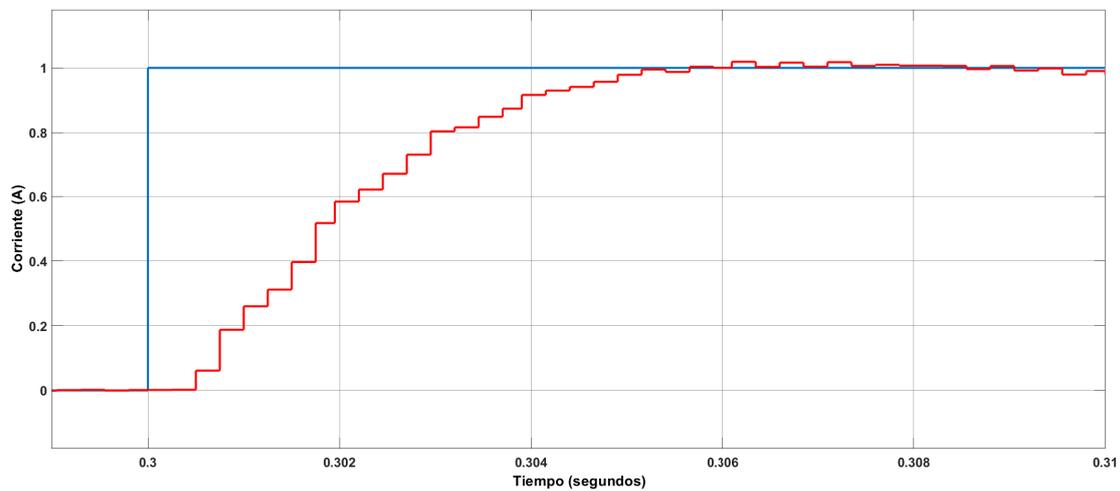


FIGURA 4.31: Respuesta temporal en simulación del del bucle de corriente eje d

Por otro lado, en la figura 4.32 se verifica que la corriente en el eje q es nula y por tanto que el desacople entre ambos ejes evita la interacción entre ellos.

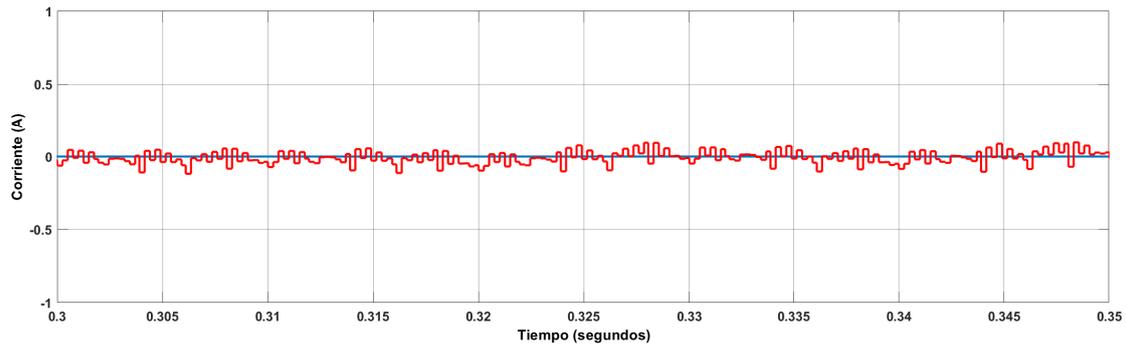


FIGURA 4.32: Respuesta temporal en simulación del desacople del bucle de corriente del eje q

4.2.1.3. Diseño del regulador de corriente del eje q

El regulador PI de corriente para el eje q debe seguir adecuadamente la referencia proporcionada por el bucle de control de tensión, inyectando así la cantidad de energía requerida por la red. El bucle de control completo que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.33.

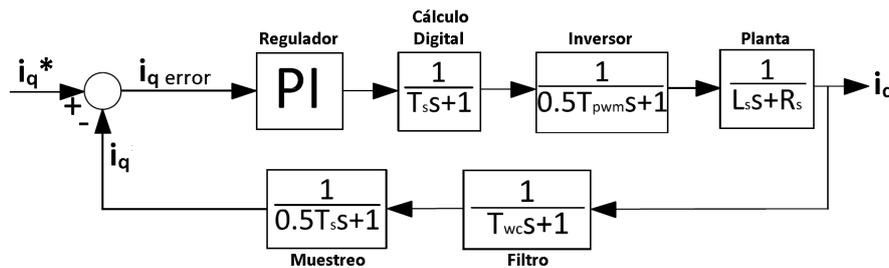


FIGURA 4.33: Bucle de control de corriente del eje q (GSC)

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de corriente PI.
- El retardo introducido por la generación de la señal en el inversor mediante PWM. Se considera de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es $0,5 \cdot T_{PWM} = \frac{1}{f_{PWM}} = 244 \mu s$, donde $f_{PWM} = 2050 Hz$ es la frecuencia de conmutación PWM.
- El retardo introducido por el cálculo digital. Se trata de una función de transferencia de primer orden cuya constante de tiempo es el tiempo de muestreo del sistema, es decir, la mitad del tiempo de conmutación $T_s = 0,5 \cdot T_{PWM} = 244 \mu s$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica de la corriente en la red y su constante de tiempo depende de la relación entre la inductancia y la resistencia de esta, siendo $\tau_{i_q} = L_{red}/R_{red} = 39,8 ms$.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318 \mu s$

- El retardo introducido por la conversión analógica-digital de la sensorización. Esta conversión responde a una función de transferencia de primer orden con una constante de tiempo $T_{ADC} = 1\mu s$.

La función de transferencia del regulador PI es:

$$PI_{i_q} = K_{i_q} \left(1 + \frac{1}{T_{i_q} s} \right) \quad (4.33)$$

Donde K_{i_q} es la ganancia proporcional del regulador y T_{i_q} su tiempo integral.

Partiendo del diagrama de bloques de la figura 4.33 se deduce que la función de transferencia en bucle abierto es idéntica a la del bucle de corriente del eje d, y su expresión es:

$$G_{i_q} = K_{i_q} \left(1 + \frac{1}{T_{i_q} s} \right) \frac{1}{L_q s + R_s} \frac{1}{T_s s + 1} \frac{1}{0,5 T_{PWM} s + 1} \frac{1}{T_{\omega c} s + 1} \frac{1}{0,5 T_s s + 1} \quad (4.34)$$

La función de transferencia en bucle abierto se somete al mismo procedimiento de simplificación que en el eje d y queda compuesta por la planta, el controlador PI, el filtro antialiasing y la aproximación de Padé de los retardos:

$$G'_{i_q} = K_{i_q} \left(1 + \frac{1}{T_{i_q} s} \right) \frac{1}{L_q s + R_s} \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{-s + 8167}{s + 8167} \quad (4.35)$$

4.2.1.3.1. Sintonizado del regulador de corriente del eje q

En lo que se refiere al sintonizado del regulador de corriente para el eje q cabe señalar que tanto la planta del eje d como la del eje q son exactamente iguales y por consiguiente su diseño teórico responde al mismo comportamiento y especificaciones. Teniendo esto en cuenta la función de transferencia del regulador de corriente para el eje q queda definido por:

$$PI_{i_q} = 0,825 \left(1 + \frac{1}{4,71 s} \right) \quad (4.36)$$

Dado que la planta y el regulador de los ejes d y q son iguales, las características del sistema quedan definidas en las figuras del apartado anterior: el lugar de raíces en la figura 4.28, la respuesta temporal en la figura 4.29 y el diagrama de Bode en la figura 4.30.

4.2.1.3.2. Respuesta del regulador de corriente del eje q en simulación

La respuesta temporal del regulador PI_{i_q} en dominio discreto ($T_s = 244\mu s$) para el sistema de corriente q se presenta en la figura 4.34. En ella se observa un tiempo de establecimiento de $4,8 ms$ con una sobreoscilación máxima del $0,5 \%$.

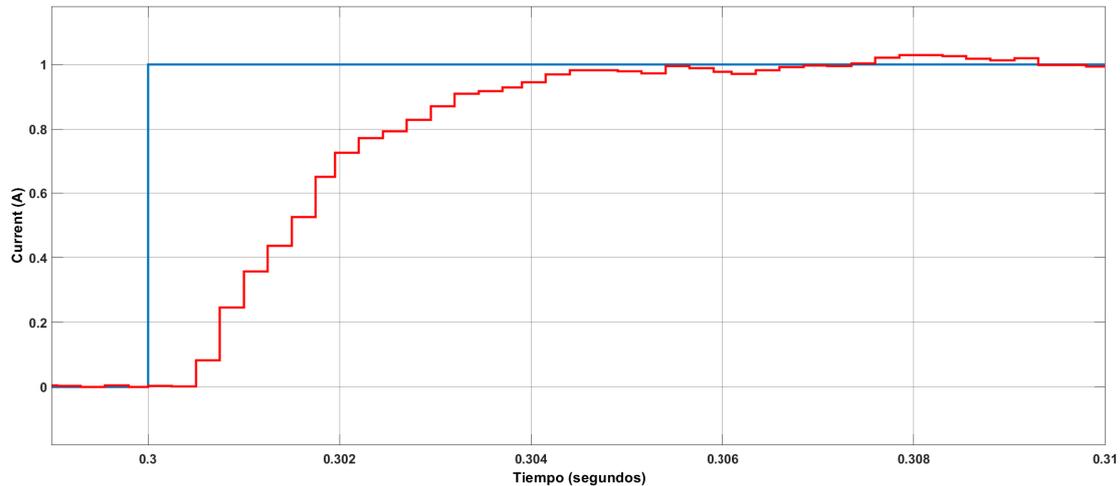


FIGURA 4.34: Respuesta temporal en simulación del bucle de corriente del eje q

En la figura 4.35 se verifica que la corriente en el eje d es nula y por consiguiente que el desacople entre ambos ejes evita la interacción entre ellos.

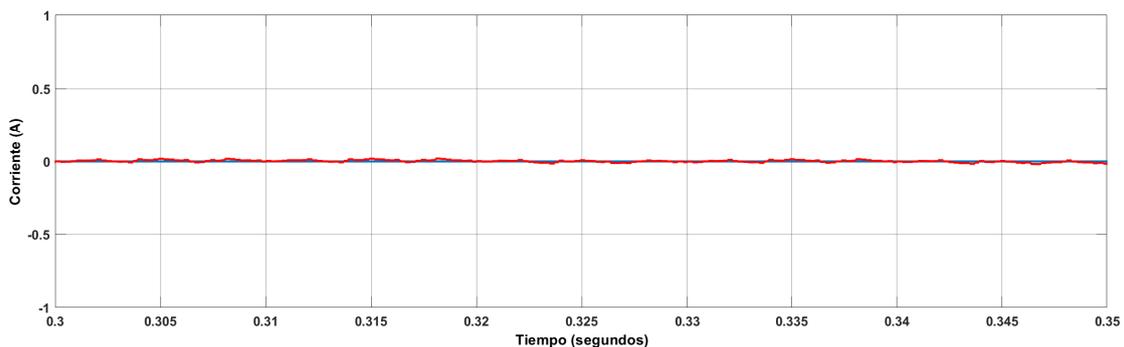


FIGURA 4.35: Respuesta temporal en simulación del desacople del bucle de corriente del eje d

4.2.2. Diseño de los reguladores de tensión

La regulación de tensión de la red se realiza mediante dos bucles de control encargados de generar las referencias de corriente a seguir por sus respectivos bucles. La referencia de tensión del eje d es proporcionada por el controlador de potencia, mientras que la referencia del eje q es nula en todo momento.

4.2.2.1. Diseño del filtro antialiasing de tensión

Para eliminar el ruido eléctrico producido por la conmutación se implementa un filtro antialiasing de primer orden y paso bajo con una frecuencia de corte cuyo valor es la cuarta parte de la frecuencia de conmutación PWM. La relación entre la frecuencia de corte y la frecuencia de conmutación se basa en el *Teorema de Muestreo Nyquist-Shannon*.

La función de transferencia de un filtro de primer orden de paso bajo es:

$$Filtro = \frac{\omega_C}{s + \omega_C} \quad (4.37)$$

Siendo la frecuencia de corte:

$$\omega_C = 2\pi f_C \rightarrow f_C = 500\text{Hz} \rightarrow \omega_C = 3142\text{rad/s} \quad (4.38)$$

Por consiguiente, la función de transferencia del filtro antialiasing de corriente es:

$$Filtro_{PMSC} = \frac{3142}{s + 3142} \quad (4.39)$$

Cuya constante de tiempo tiene el valor:

$$T_{\omega_C} = \frac{1}{\omega_C} = 318\mu\text{s} \quad (4.40)$$

En cuanto a la respuesta en frecuencia del filtro implementado, para la frecuencia de corte, se no produce atenuación alguna en magnitud y la fase se retrasa 10° aproximadamente. El diagrama de Bode del filtro se muestra en la figura 4.36.

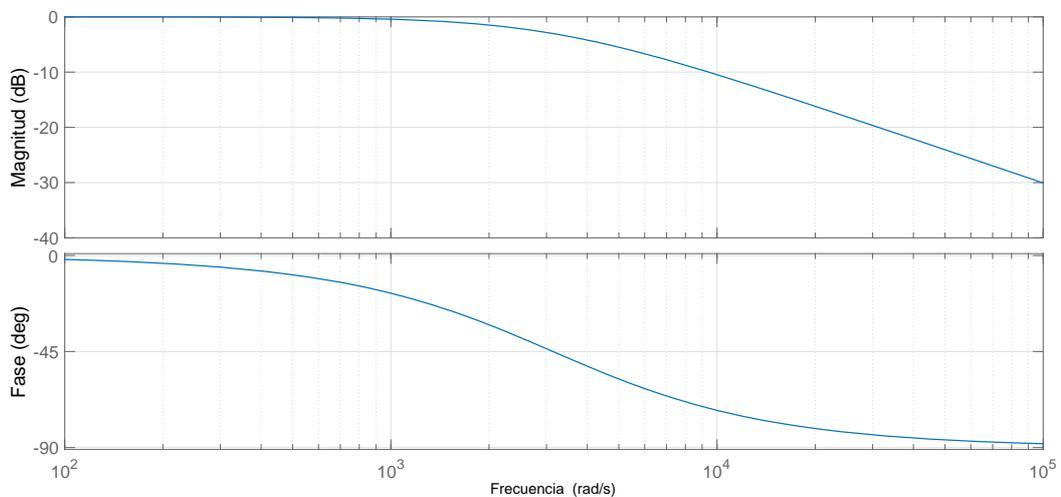


FIGURA 4.36: Diagrama de Bode del filtro de tensión de la red

Por su parte, la simulación del funcionamiento del filtro muestra una importante disminución del ruido de la señal tal y como puede apreciarse en las figuras ??, donde la señal de la izquierda es la filtrada.

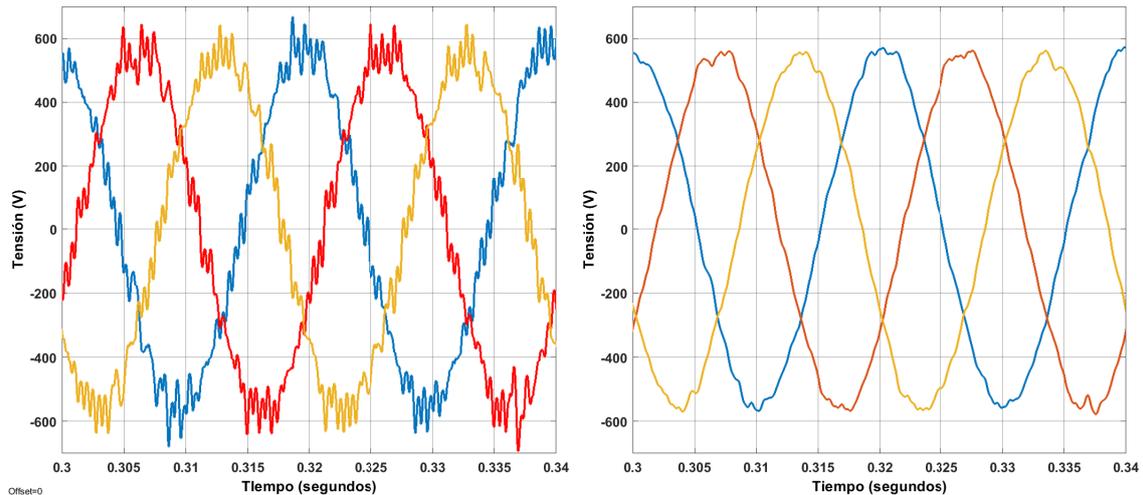


FIGURA 4.37: Filtrado de las corrientes de fase/línea de la red

4.2.2.2. Diseño del regulador de tensión del eje d

El regulador PI de tensión del eje d tiene como finalidad hacer efectiva la referencia generada en el controlador de potencia Droop para asegurar un nivel de tensión óptimo en la red. El bucle de control que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.39.

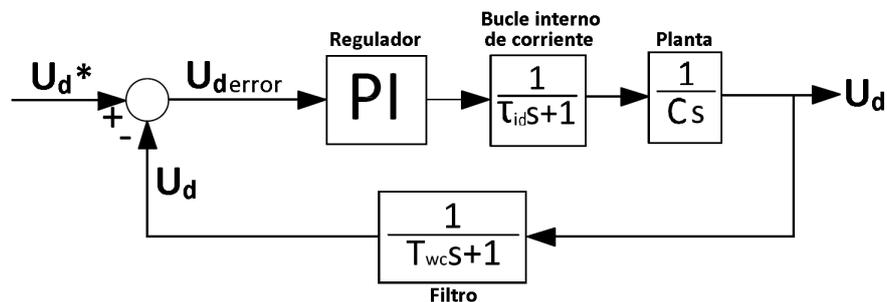


FIGURA 4.38: Bucle de control de tensión del eje d

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de tensión PI.
- La función de transferencia de primer orden del bucle interno de corriente, cuya constante de tiempo es la cuarta parte del tiempo de establecimiento de este, es decir, $\tau_{id} = 1,25ms$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica del nivel de tensión en los bornes del condensador de la red y cuya constante de tiempo depende directamente de la capacidad de este.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318\mu s$

La respuesta temporal del sistema, mostrada en la figura 4.40, presenta un tiempo de establecimiento de $69,4\text{ ms}$ y una sobreoscilación máxima del $1,36\%$.

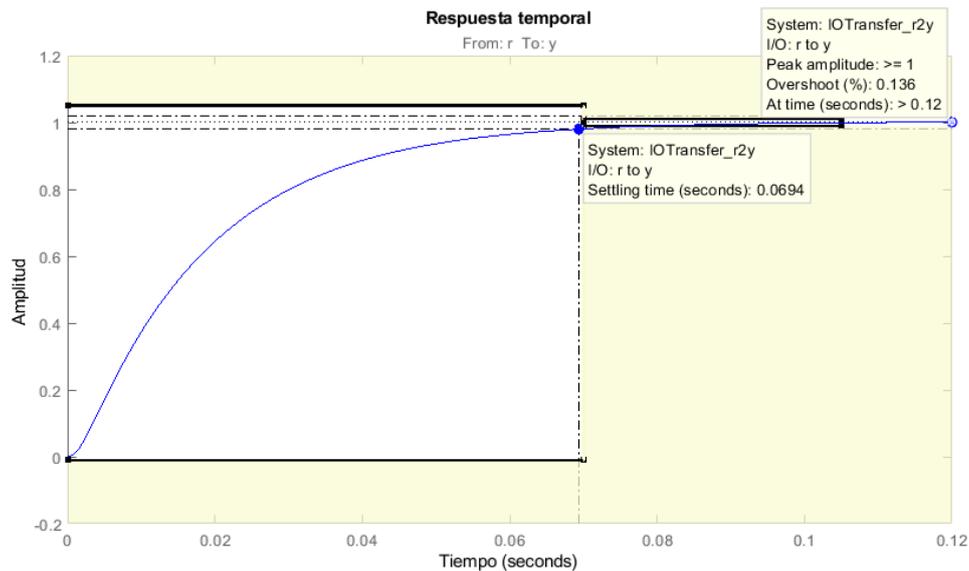


FIGURA 4.40: Respuesta temporal del bucle de tensión del eje d

En cuanto al diagrama de Bode del sistema presentado en la figura 4.41, este indica que el sistema en bucle cerrado es estable y presenta un margen de ganancia de $37,7\text{ dB}$ y un margen de fase de $85,3^\circ$.

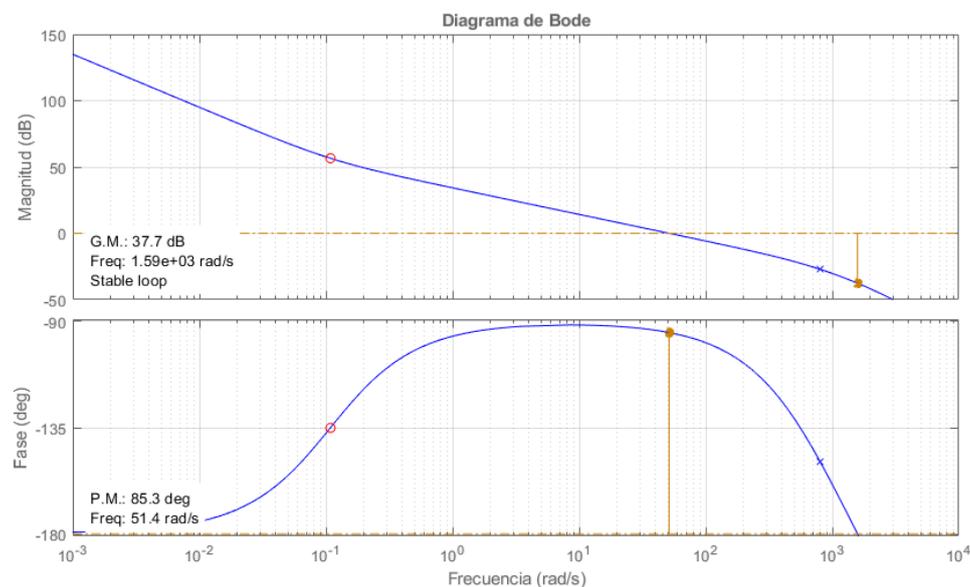


FIGURA 4.41: Diagrama de Bode del bucle de tensión del eje d

4.2.2.2.2. Respuesta del regulador de tensión eje d en simulación

Con el regulador PI_{v_d} (4.43) sintonizado se implementa en el modelo de *SIMULINK* su versión discretizada para un tiempo de muestreo de $244\mu\text{s}$. La respuesta temporal del

entrada en escalón unitaria (figura 4.42) presenta un tiempo de establecimiento de 65,4 ms y una sobreoscilación máxima del 1,5 %.

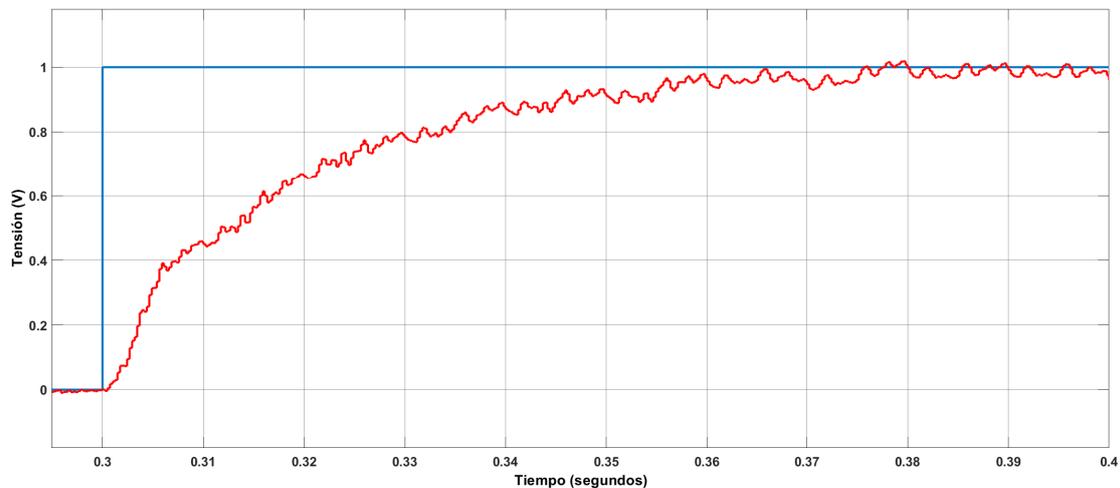


FIGURA 4.42: Respuesta temporal en simulación del regulador de tensión del eje d

Por otro lado en la figura 4.43 se observa como el nivel de tensión permanece constante (1 p.u.) aún con la entrada de perturbaciones, en este caso la entrada en carga de una resistencia que presenta un consumo de energía equivalente a 8MW.

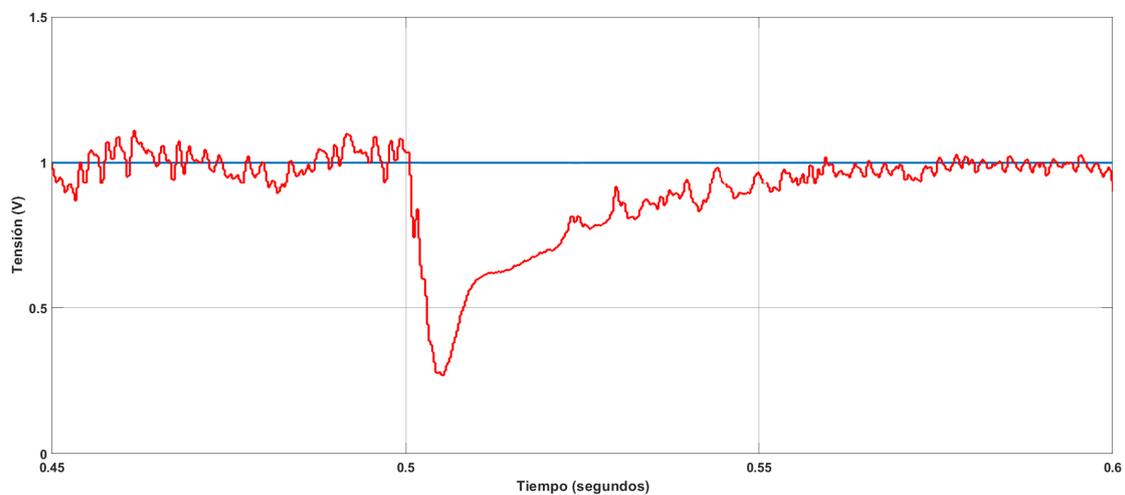


FIGURA 4.43: Respuesta en simulación del nivel de tensión de la red ante consumo energético

4.2.2.3. Diseño del regulador de tensión del eje q

El regulador PI de tensión del eje q se encarga de mantener la tensión del eje nula en todo momento generando la referencia de corriente apropiada para lograrlo. El bucle de control que regula la dinámica del sistema se detalla en la figura 4.44.

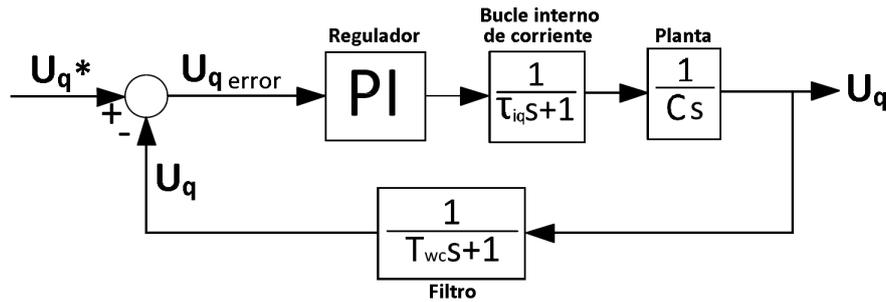


FIGURA 4.44: Bucle de control de tensión del eje q

Los bloques presentados en el bucle de control representan:

- El controlador de tensión PI.
- La función de transferencia de primer orden del bucle interno de corriente, cuya constante de tiempo es la cuarta parte del tiempo de establecimiento de este, es decir, $\tau_{iq} = 1,25ms$.
- La planta del sistema. Es una función de transferencia de primer orden que representa la dinámica del nivel de tensión en los bornes del condensador de la red y cuya constante de tiempo depende directamente de la capacidad de este.
- El filtro paso bajo antialiasing de primer orden cuya una constante de tiempo es $T_{wc} = \frac{1}{f_{wc}} = 318\mu s$

La función de transferencia del regulador PI es:

$$PI_{v_q} = K_{v_q} \left(1 + \frac{1}{T_{v_q} s} \right) \quad (4.44)$$

Donde K_{v_q} es la ganancia proporcional del regulador y T_{v_q} su tiempo integral.

Partiendo del diagrama de bloques de la figura 4.44 se deduce que la función de transferencia en bucle abierto es:

$$G_{v_q} = K_{v_q} \left(1 + \frac{1}{T_{v_q} s} \right) \frac{1}{Cs} \frac{1}{\tau_{iq} s + 1} \frac{1}{T_{wc} s + 1} \quad (4.45)$$

4.2.2.3.1. Sintonizado del regulador de tensión del eje q

La planta del eje d y la del eje q son exactamente iguales y por tanto su diseño teórico responde al mismo comportamiento y especificaciones. Teniendo esto en cuenta la función de transferencia del regulador de tensión para el eje q queda definido por:

$$PI_{v_q} = 0,115 \left(1 + \frac{1}{9,2s} \right) \quad (4.46)$$

Las características del sistema quedan definidas en las figuras del apartado anterior: el lugar de raíces en la figura 4.39, la respuesta temporal en la figura ?? y el diagrama de Bode en la figura 4.41.

4.2.2.3.2. Respuesta del regulador de tensión del eje q en simulación

Tras el sintonizado del regulador PI_{v_q} (4.46) se implementa en el modelo de *SIMULINK* su versión discretizada para un tiempo de muestreo de $244\mu s$. La respuesta temporal del entrada en escalón unitaria (figura 4.45) presenta un tiempo de establecimiento de $60,2 ms$ y una sobreoscilación máxima del $2,2\%$.

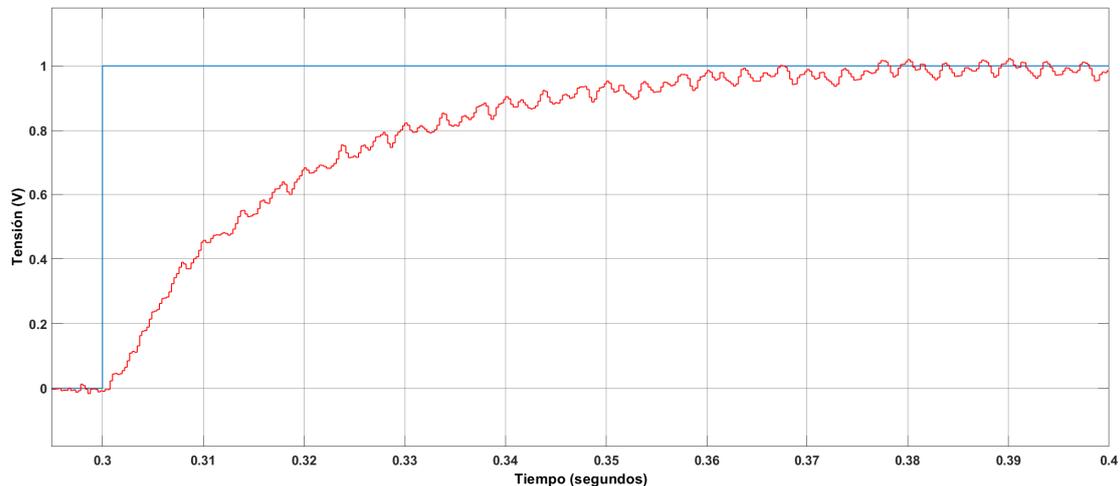


FIGURA 4.45: Respuesta temporal en simulación del regulador de tensión del eje q

4.2.3. Diseño del regulador Droop

El regulador *Droop* (4.46), o regulador de caída", genera las referencias de tensión y frecuencia que deben seguir el resto de bucles del sistema. Su funcionalidad y efectividad están fuertemente condicionadas por la impedancia de la red (generalmente inductivas), el filtrado y el cálculo de los coeficientes (Guerrero y col., 2004).

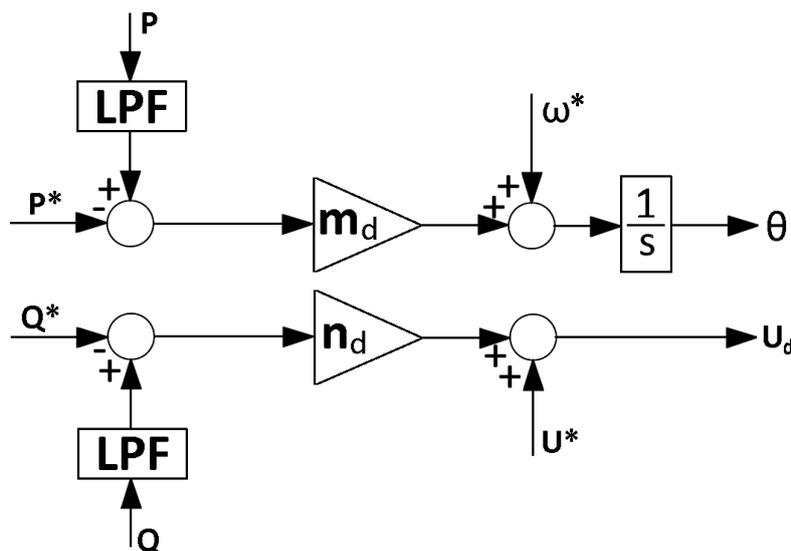


FIGURA 4.46: Diagrama de bloques del control Droop

A continuación se detalla el cálculo y diseño de los elementos anteriormente mencionados.

4.2.3.1. Diseño del filtrado

Tal y como puede observarse en la figura 4.46, el funcionamiento del bucle de control requiere como entradas los valores de potencia activa y reactiva medios inyectados en la red por cada ciclo de control. Para obtener estos valores de forma adecuada es preciso implementar filtros de paso bajo con una frecuencia de corte que permita dar una buena aproximación de estas señales, en este caso se implementa una frecuencia de corte de 25 Hz.

La función de transferencia de un filtro de primer orden de paso bajo es:

$$Filtro_{Droop} = \frac{\omega_{Droop}}{s + \omega_{Droop}} \quad (4.47)$$

Siendo la frecuencia de corte:

$$\omega_{Droop} = 2\pi f_{Droop} \rightarrow f_{Droop} = 25\text{Hz} \rightarrow \omega_{Droop} = 157\text{rad/s} \quad (4.48)$$

Por consiguiente, la función de transferencia del filtro antialiasing de corriente es:

$$Filtro_{Droop} = \frac{157}{s + 157} \quad (4.49)$$

Cuya constante de tiempo tiene el valor:

$$T_{\omega_{Droop}} = \frac{1}{\omega_{Droop}} = 6,37\text{ms} \quad (4.50)$$

En cuanto a la respuesta en frecuencia del filtro implementado, para la frecuencia de corte, se produce una atenuación en magnitud de $3,5 \text{ dB}$ y la fase se retrasa 43° aproximadamente. El diagrama de Bode del filtro se muestra en la figura 4.47.

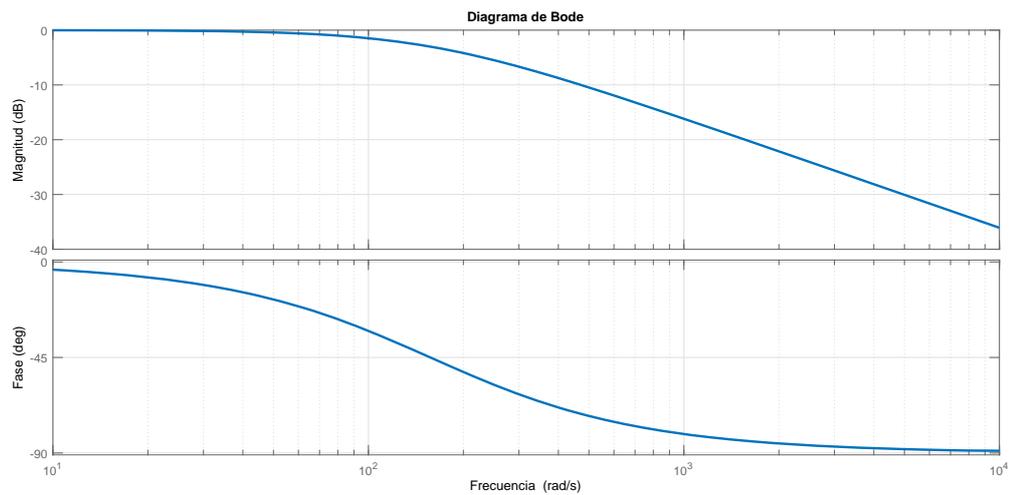


FIGURA 4.47: Diagrama de Bode del filtrado Droop

En la figura 4.48 se aprecia el correcto funcionamiento del filtro implementado, para un requerimiento de potencia de 1 p.u., el cual ralentiza la señal de tal forma que el control recibe el valor medio requerido.

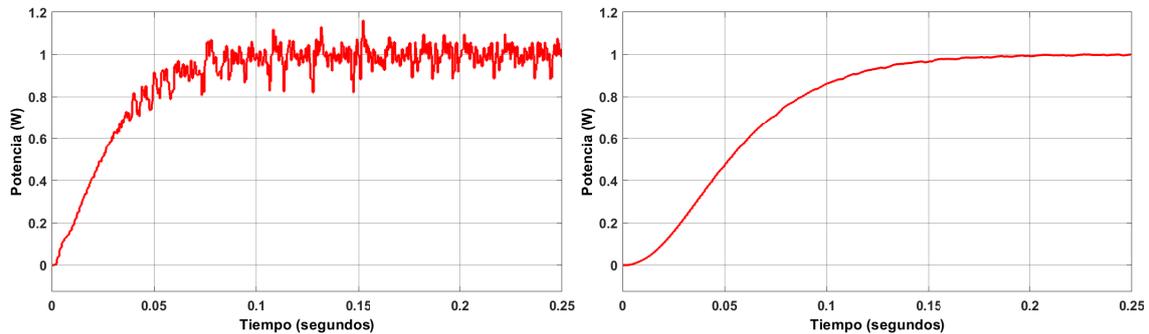


FIGURA 4.48: Filtrado de las corrientes de fase/línea del generador

4.2.3.2. Diseño de los coeficientes Droop

Los coeficientes *Droop* del sistema condicionan directamente las características de regulación de frecuencia, tensión y potencia aparente del sistema, de modo que la elección de una ganancia adecuada resulta fundamental para garantizar la estabilidad de la red y el correcto funcionamiento del control de esta. Generalmente, las desviaciones de regulan para que la potencia aparente del convertidor sea proporcional a su capacidad (Han y col., 2016).

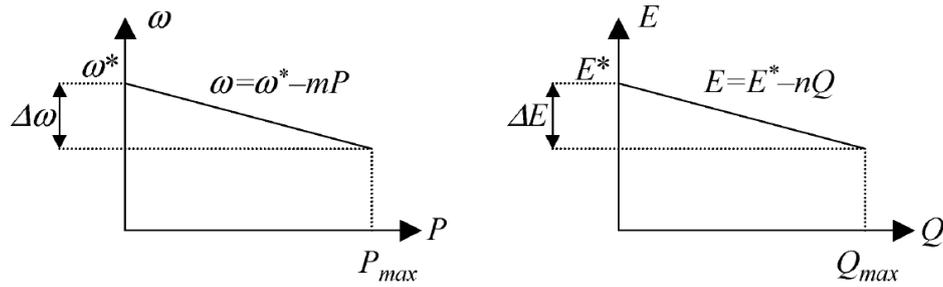


FIGURA 4.49: Regulación Droop para redes inductivas (Fuente: Guerrero y col., 2004)

El cálculo de los coeficientes se realiza en base a la variación admisible máxima de frecuencia/tensión deseada:

$$m_{Droop} = \frac{\Delta_{max}\omega}{\Delta_{max}P} \rightarrow m_{Droop} = 0,59\text{Hz/W} \quad (4.51)$$

$$n_{Droop} = \frac{\Delta_{max}E}{\Delta_{max}Q} \rightarrow n_{Droop} = 0,05\text{V/VAR} \quad (4.52)$$

4.2.4. Diseño del regulador Virtual Synchronous Machine

El controlador *Virtual Synchronous Machine* implementado es muy similar al controlador *Droop* anteriormente desarrollado, con la diferencia que el sistema VSM está enfocado a dar un efecto inercial en la red (Qoria y col., 2018).

Tal y como se ha introducido en el Capítulo 3, el control basado en *Virtual Synchronous Machine* tiene como objetivo realizar una regulación de potencia, tensión y frecuencia en la red emulando el funcionamiento de un generador síncrono. Para este fin se implementan los dos bucles de control mostrados en la figura 4.50.

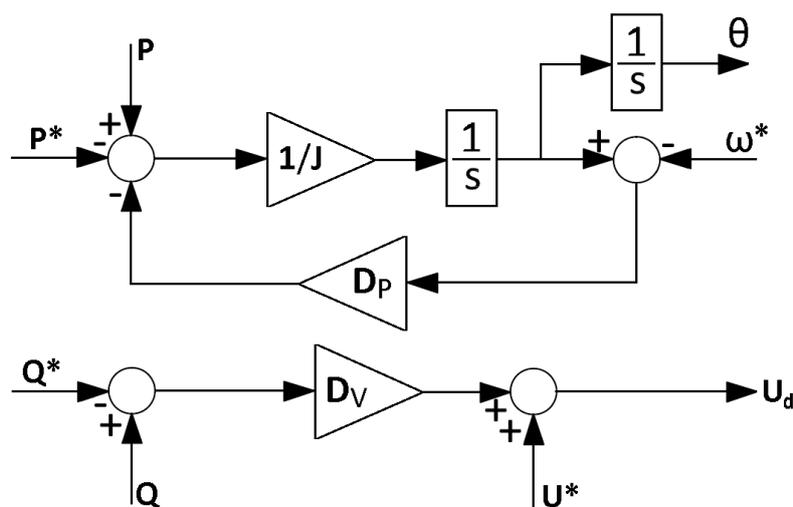


FIGURA 4.50: Diagrama de bloques del control SVM

A continuación se detalla el cálculo y diseño de los bucles de control anteriormente mencionados.

4.2.4.1. Diseño del bucle de control de potencia activa y frecuencia

El bucle de control de potencia activa y frecuencia, también llamado *frequency drooping control*, se encarga de variar la potencia activa entregada a la red de acuerdo a la frecuencia de esta. Además, aporta las características inerciales de la máquina síncrona al sistema mediante el momento de inercia y el coeficiente de fricción mecánico (ambos debidamente explicados en el Capítulo 3).

Observando los diagramas de bloques del sistema *Droop* y del sistema *VSM* puede apreciarse un alto grado de similitud, compartiendo, de hecho, prácticamente las mismas leyes de control (ecuación 4.53).

$$2J\omega_{VSC} = P_{ref} - P_{VSC} - D_p(-\omega_{ref} + \omega_{VSC}) \quad (4.53)$$

En este sentido, y teniendo en cuenta que la referencia de frecuencia del sistema es constante, se deduce una equivalencia entre el sistema *Droop* y el *VSM* siendo posible utilizar los parámetros calculados en las ecuaciones 4.51 y 4.52 para definir el presente control (Qoria y col., 2018; Are, 2011). Estas equivalencias se muestran en las ecuaciones 4.54 y 4.55.

$$J = \frac{1}{4\omega_{Droop}m_{Droop}} \rightarrow J = 2,1221 \cdot 10^{-4} \text{kgm}^2 \quad (4.54)$$

$$D_p = \frac{1}{m_{Droop}} \rightarrow D_p = 0,1333 \text{Nms/rad} \quad (4.55)$$

Cabe señalar que el valor de inercia implementado se corresponde con el 90,9% de la inercia máxima admisible para las características del enlace de corriente continua del convertidor

$$J \leq \frac{CV_{DC}^2}{\omega^2} \rightarrow 0,1061 \text{kgm}^2 \leq 0,1167 \text{kgm}^2 \quad (4.56)$$

Por otro lado, la constante de tiempo del bucle es el cociente entre el momento de inercia y el coeficiente de fricción (ecuación 3.36).

$$\tau_f = \frac{J}{D_p} \simeq 1,6 \text{ms} \quad (4.57)$$

4.2.4.2. Diseño del bucle de control de potencia reactiva y tensión

El bucle de control de tensión y potencia reactiva de la máquina síncrona virtual regula estos parámetros a través del coeficiente de caída de tensión (ecuación 4.58). Este coeficiente representa la variación de tensión admisible en el sistema en base a la variación de potencia reactiva y su funcionamiento se ejecuta de manera análoga al control *Droop*.

$$D_v = \frac{\Delta_{max}V}{\Delta_{max}Q} \rightarrow D_v = 0,05 \text{V/VAR} \quad (4.58)$$

Capítulo 5

Simulación, resultados y conclusiones

Tal y como se mencionó en capítulos anteriores las estrategias Droop Control y Virtual Synchronous Machine Control presentan grandes similitudes en cuanto a leyes de control se refiere, siendo sus inercias virtuales distintas. En este sentido, el propósito del presente capítulo realizar una comparación y análisis de ambas técnicas para un modelo de un aerogenerador marino de alta potencia.

Por tanto, a continuación, se presentan y analizan los resultados obtenidos tras la realización del estudio, así como las conclusiones a las que se ha llegado. Además se hacen varias propuestas para futuros trabajos que sigan la línea de investigación del presente estudio.

5.1. Simulación y resultados

En la presente sección se presentan y analizan los resultados obtenidos tras la simulación del funcionamiento del aerogenerador. El análisis del sistema de control se presenta, en primer lugar, haciendo distinción entre los sistemas de control del generador y de la red; para posteriormente ser analizado globalmente.

Los parámetros más relevantes a la hora de realizar las simulaciones pertinentes se muestran en la tabla 5.1.

CUADRO 5.1: Parámetros de simulación

Parámetro	Valor
Versión	MatLab Simulink 2017b
Solver	ode5 (Dormand-Prince)
Paso de simulación	50 μ s
Técnica de modulación	Modulación PWM Senoidal Asíncrona
Frecuencia de conmutación Machine-Side Control	2050Hz
Tiempo de muestreo Machine-Side Control	244 μ s
Frecuencia de conmutación Grid-Side Control	2050Hz
Tiempo de muestreo Grid-Side Control	244 μ s

En cuanto a los valores más relevantes del modelo electromecánico implementado, cabe recordar los indicados en la tabla 5.2.

CUADRO 5.2: Parámetros nominales del modelo electromecánico

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia aparente nominal del generador	8	MVA
Potencia velocidad nominal del generador	500	rpm
Relación de multiplicación de la transmisión mecánica	50	—
Velocidad <i>Cut-In</i> del viento	4	m/s
Velocidad nominal del viento	9,7	m/s
Velocidad <i>Cut-Off</i> del viento	16	m/s
Tensión de línea eficaz del aerogenerador	690	V
Tensión eficaz del enlace de continua	1200	V
Tensión de línea eficaz de la red eléctrica	66000	V

Por su parte, las condiciones de medición y toma de resultados del estudio completo son las siguientes:

- Las mediciones se han tomado tras filtrar las señales mediante un filtro de paso bajo cuya constante de tiempos es $5ms$.
- Los puntos de medición de todas las magnitudes están debidamente detallados y pueden consultarse en el Apéndice B.
- Las condiciones particulares de cada ensayo se indican en el apartado pertinente.

5.1.1. Disponibilidad energética y capacidad de producción

Tal y como se indicó en el primer capítulo, la potencia eólica presente en el viento varía de forma cúbica respecto a la velocidad del viento y por ende respecto a la velocidad de rotación de la turbina. Por su parte, la capacidad de producción energética del generador síncrono de imanes permanentes respecto a la velocidad de rotación de su eje varía linealmente (figura 5.1).

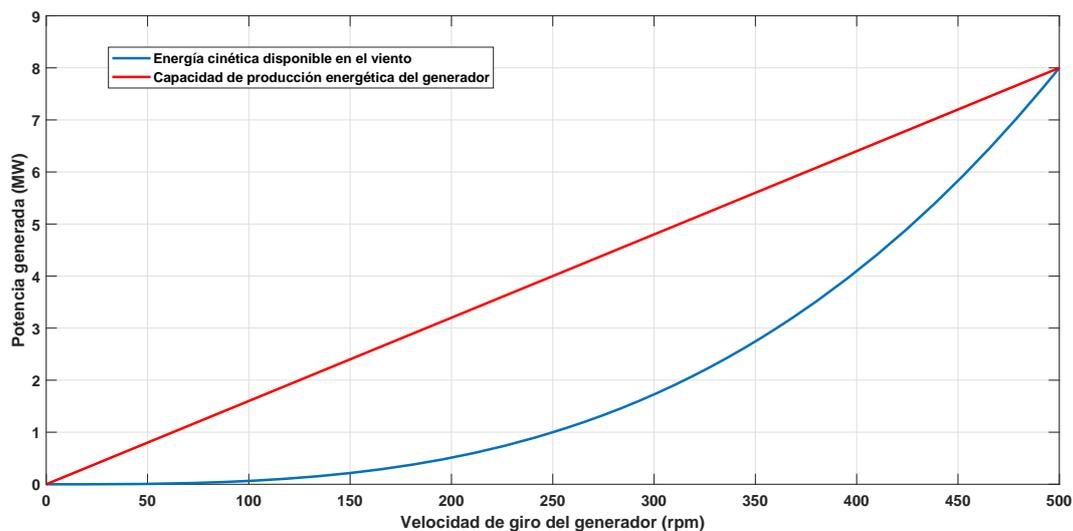


FIGURA 5.1: Disponibilidad energética en el viento y capacidad de producción

La implicación fundamental que esto conlleva es que la capacidad de producción del generador siempre es superior a la disponibilidad energética del viento, y por tanto éste siempre trabajara en condiciones inferiores a su capacidad en todo el rango de funcionamiento, a excepción del régimen de funcionamiento nominal.

5.1.2. Funcionamiento de Machine-Side Converter control

Como se ha indicado previamente a lo largo del presente texto el cometido del sistema de control del generador es extraer la máxima potencia contenida en el viento y asegurar un nivel estable de de tensión en el enlace de corriente continua del doble convertidor.

Para verificar la validez y robustez de la estrategia de control implementada se realizan varios ensayos para diferentes condiciones de funcionamiento del sistema, los cuales se presentan a continuación.

5.1.2.1. Funcionamiento a velocidad constante

En esta sección se procede a evaluar el funcionamiento del sistema *MSC* en condiciones de velocidad constante, para diferentes tipos y magnitudes de carga. De esta forma se pretende analizar el funcionamiento del sistema en regímenes de funcionamiento estacionarios.

SIMULACIÓN 1: Velocidad nominal y cargas resistivas en el DC-Link

Objetivo de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control *MSC* es capaz de suministrar un nivel de tensión estable en el DC-Link para una velocidad de giro del generador constante y nominal en un caso de consumo energético producido por cargas resistivas.

Condiciones de la simulación:

- La potencia de consumo del sistema se realiza a través de cargas resistivas conectadas al enlace de corriente continua del doble convertidor. Por consiguiente, el sistema *GSC* permanece desacoplado en todo momento.
- Velocidad de giro del generador: $500rpm$.
- Carga inicial: Conexión de una carga resistiva equivalente a $100kW$ desde el inicio.
- Carga 1: Conexión de una carga resistiva equivalente a $2,9MW$ en $1s$.
- Carga 2: Conexión de una carga resistiva equivalente a $3MW$ a los $2s$.
- Carga 3: Conexión de una carga resistiva equivalente a $2MW$ a los $3s$.

Los resultados obtenidos tras la segunda simulación se muestran a continuación. En primer lugar, en la figura 5.2 se muestra el nivel de tensión en bornes del condensador y la corriente circulante del enlace de continua del convertidor Back-to-Back.

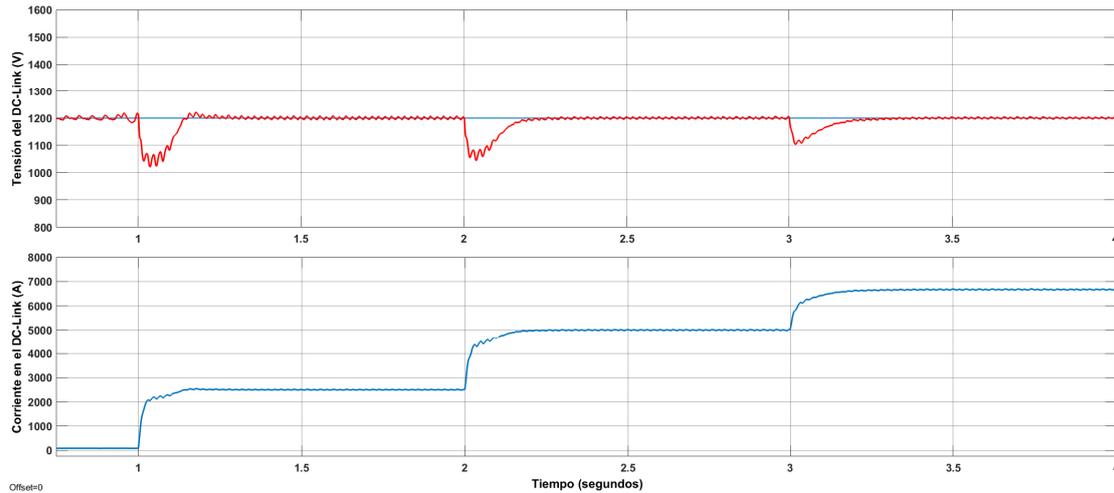


FIGURA 5.2: Simulación a velocidad constante 2: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link

En segundo lugar, en la figura 5.3, se presenta la potencia eléctrica generada en el PMSG y la potencia de consumo circulante por el enlace de corriente continua del convertidor.

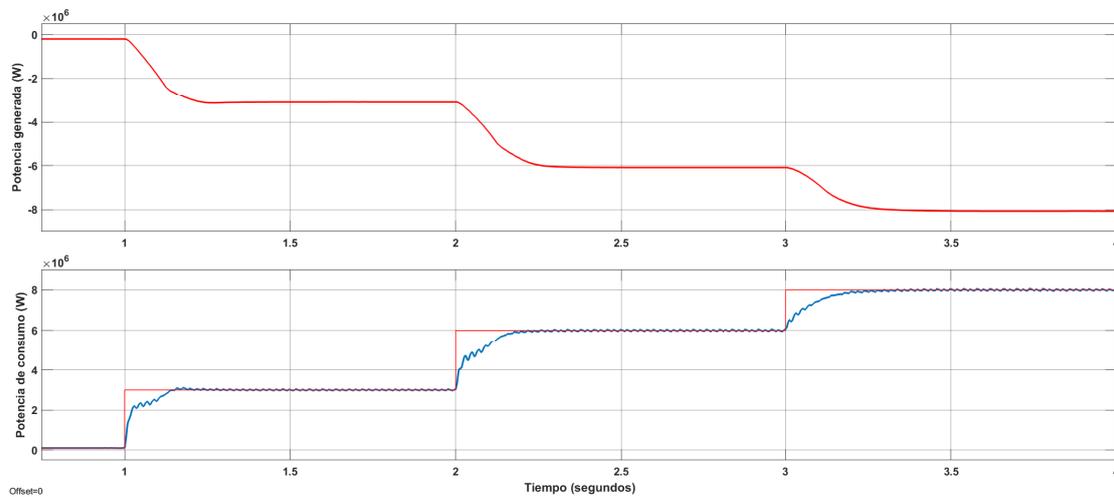


FIGURA 5.3: Simulación a velocidad constante 2: Potencias generada y de consumo

En tercer lugar, en la figura 5.4, se muestra las tensiones de fase y las corrientes de línea del PSMG.

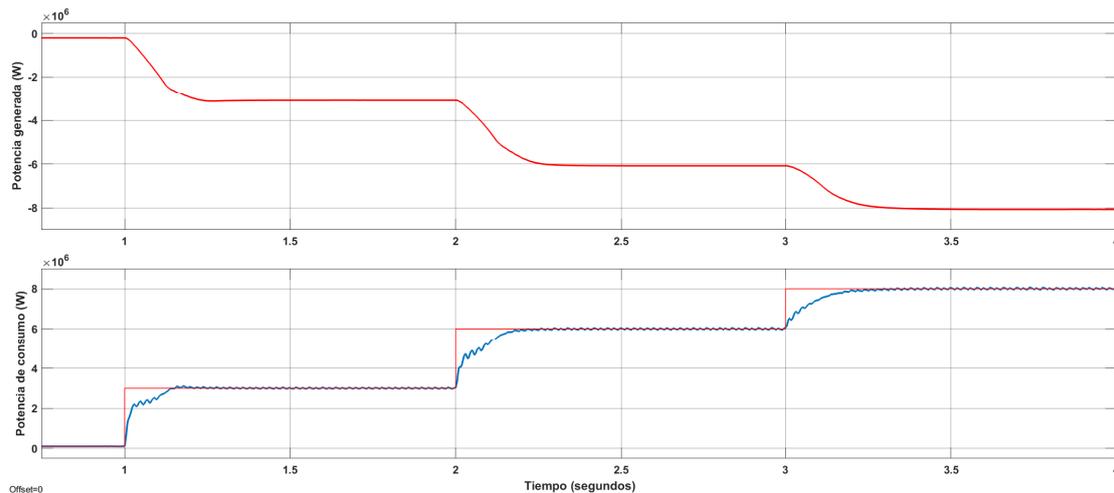


FIGURA 5.4: Simulación a velocidad constante 1: Tensiones y corrientes trifásicas del PMSG

De los resultados anteriormente presentados se observa que para un régimen de funcionamiento estacionario a velocidad constante, siendo esta la nominal, el sistema de control MSC es capaz de mantener la estabilidad de la tensión del DC-Link cuando se le conectan a este cargas resistivas. En cuanto a la rapidez la respuesta del sistema de control, cabe señalar que cuanto mayor es el escalón de consumo de potencia mayor es el descenso de la tensión del DC-Link. Sin embargo, tanto la caída máxima de tensión como el tiempo de respuesta del sistema se encuentran dentro de unos valores admisibles para todo tipo de cargas.

Por su parte, la estabilidad del sistema destaca positivamente por el bajo nivel de oscilaciones presentes en la señal de tensión de la figura 5.2. Asimismo el sistema es capaz de suministrar la energía necesaria a las cargas sin pérdidas energéticas relevantes.

SIMULACIÓN 2: Velocidad nominal e inyección de potencia a la red eléctrica

Objetivo de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control MSC es capaz de suministrar un nivel de tensión estable en el DC-Link para una velocidad de giro del generador constante y nominal en un caso de consumo energético producido por la inyección de energía a la red eléctrica.

Condiciones de la simulación:

- La potencia de consumo del sistema se realiza a través la inyección de energía a la red eléctrica mediante el sistema GSC.
- Velocidad de giro del generador: $500rpm$
- Carga 1: Inyección de potencia a la red de $5MW$ en $1s$
- Carga 2: Aumento de la potencia inyectada a la red en $2MW$ a los $2s$
- Carga 3: Disminución de la potencia inyectada a la red en $3MW$ a los $3s$

Los resultados obtenidos tras la segunda simulación se muestran a continuación. En primer lugar, en la figura 5.5 se muestra el nivel de tensión en bornes del condensador y la corriente circulante del enlace de continua del convertidor Back-to-Back.

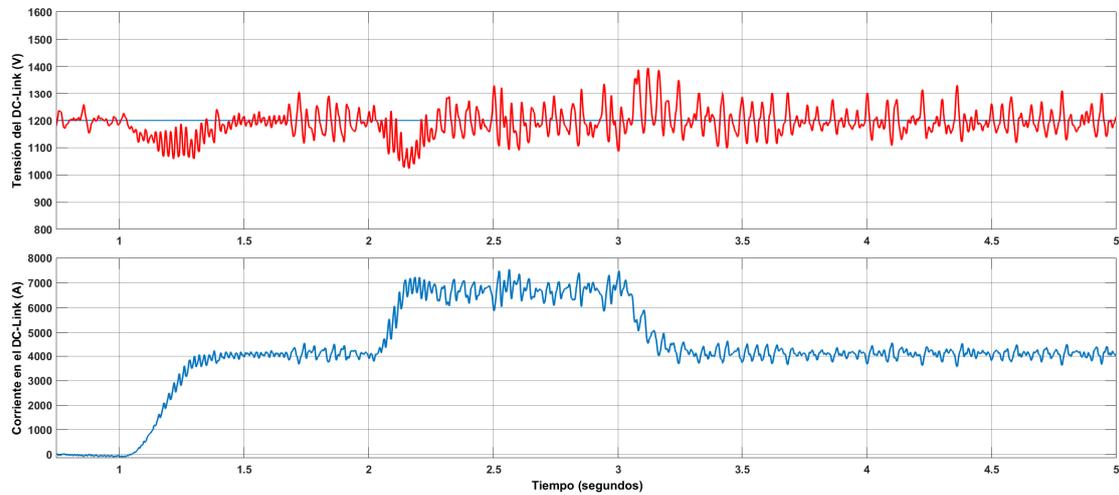


FIGURA 5.5: Simulación a velocidad constante 2: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link

En segundo lugar, en la figura 5.6, se presenta la potencia eléctrica generada en el PMSG y la potencia de consumo circulante por el enlace de corriente continua del convertidor.

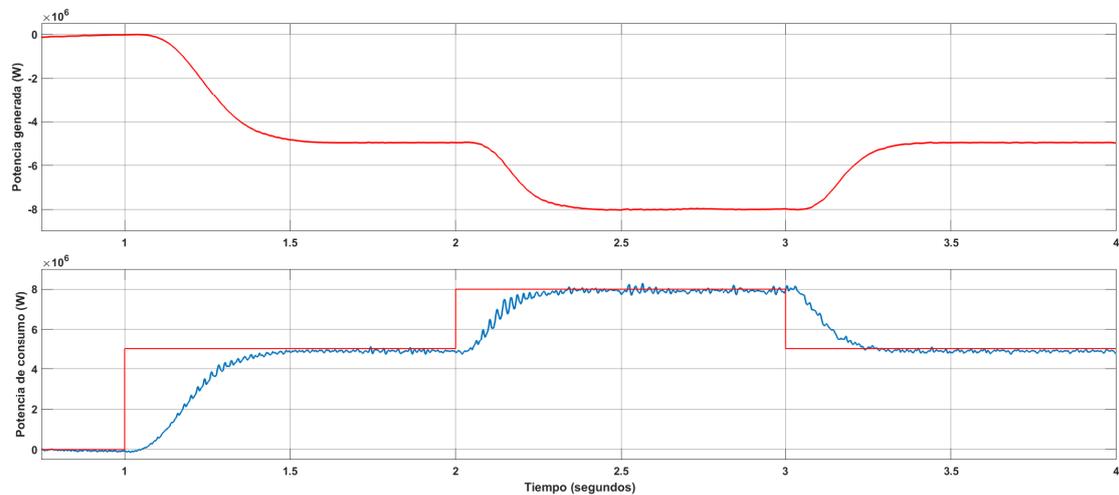


FIGURA 5.6: Simulación a velocidad constante 2: Potencias generada y de consumo

En tercer lugar, en la figura 5.7, se muestra las tensiones de fase y las corrientes de línea del PMSG.

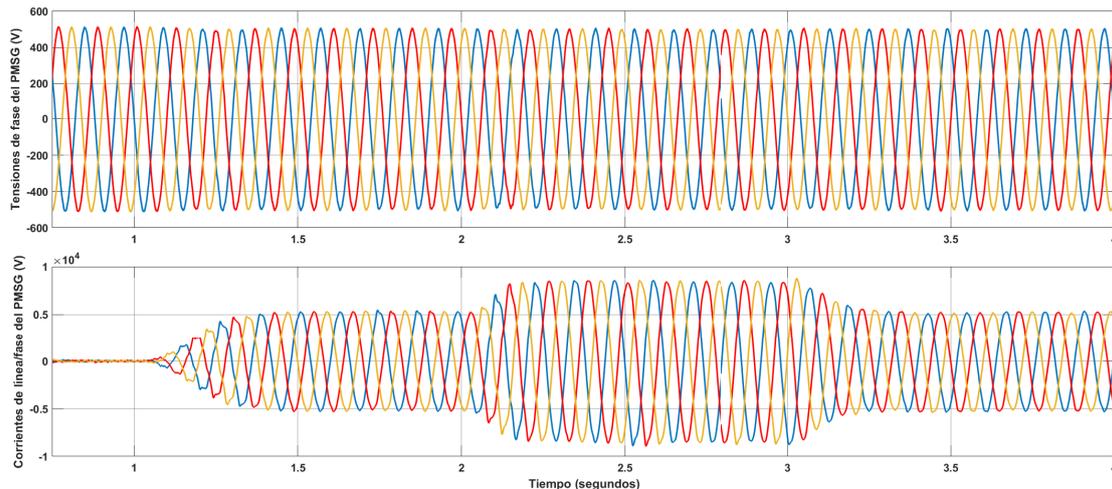


FIGURA 5.7: Simulación a velocidad constante 1: Tensiones y corrientes trifásicas del PMSG

De los resultados anteriormente mostrados se verifica que el funcionamiento del sistema de control, girando a velocidad nominal, en régimen estacionario es capaz de mantener el nivel de tensión en el enlace de corriente continua ofreciendo respuesta dinámica acorde a lo requerido tanto en tiempo de establecimiento como en nivel de sobreoscilaciones.

En este caso el consumo energético se ha realizado mediante la inyección de energía a la red eléctrica, sin embargo la respuesta dinámica del sistema en lo que a oscilaciones se refiere es similar a la respuesta obtenida en la primera simulación. Estas aumentan, y se increpantan respecto al caso de cargas resistivas, con el nivel de consumo energético; permaneciendo siempre dentro de unos límites tolerables para la tecnología presente en el convertidor. En lo referente a la generación energética, el sistema funciona correctamente produciendo la energía que se le requiere y no presentando pérdidas significativas.

SIMULACIÓN 3: 60 % de la velocidad nominal y cargas resistivas en el DC-Link

Objetivo de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control MSC es capaz de suministrar un nivel de tensión estable en el DC-Link para una velocidad de giro del generador constante e inferior a la nominal en un caso de consumo energético producido por cargas resistivas.

Condiciones de la simulación:

- La potencia de consumo del sistema se realiza a través de cargas resistivas conectadas al enlace de corriente continua del doble convertidor. Por consiguiente, el sistema GSC permanece desacoplado en todo momento.
- Velocidad de giro del generador: $500rpm$
- Carga inicial: Conexión de una carga resistiva equivalente a $100kW$ desde el inicio
- Carga 1: Conexión de una carga resistiva equivalente a $900kW$ en $1s$
- Carga 2: Conexión de una carga resistiva equivalente a $500kW$ a los $2s$
- Carga 3: Conexión de una carga resistiva equivalente a $200kW$ a los $3s$

Los resultados obtenidos tras la tercera simulación a velocidad constante se presentan a continuación. En primer lugar, en la figura 5.8 se muestra el nivel de tensión en bornes del condensador del enlace de continua.

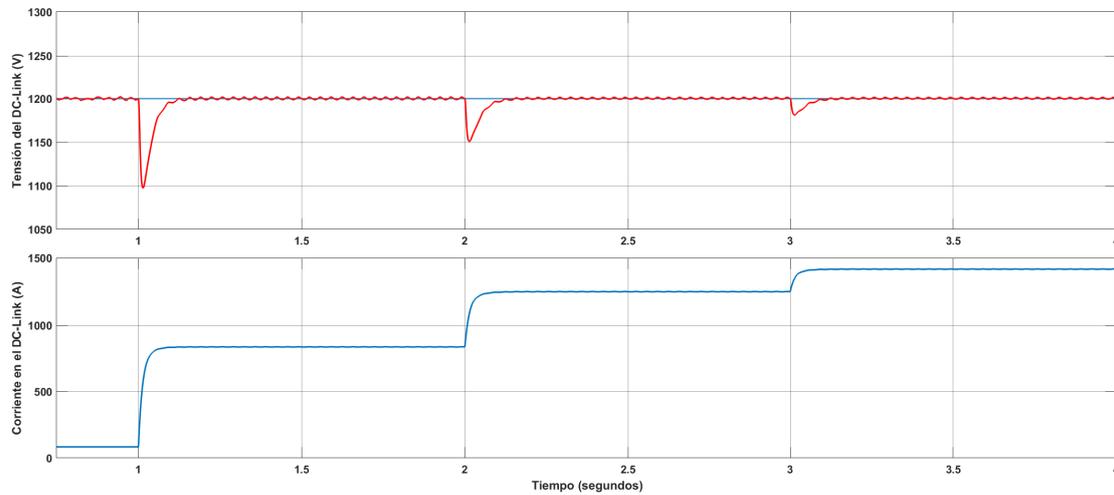


FIGURA 5.8: Simulación a velocidad constante 3: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link

En segundo lugar, en la figura 5.9, se presenta la potencia eléctrica generada en el PMSG y la potencia de consumo circulante por el enlace de corriente continua del doble convertidor.

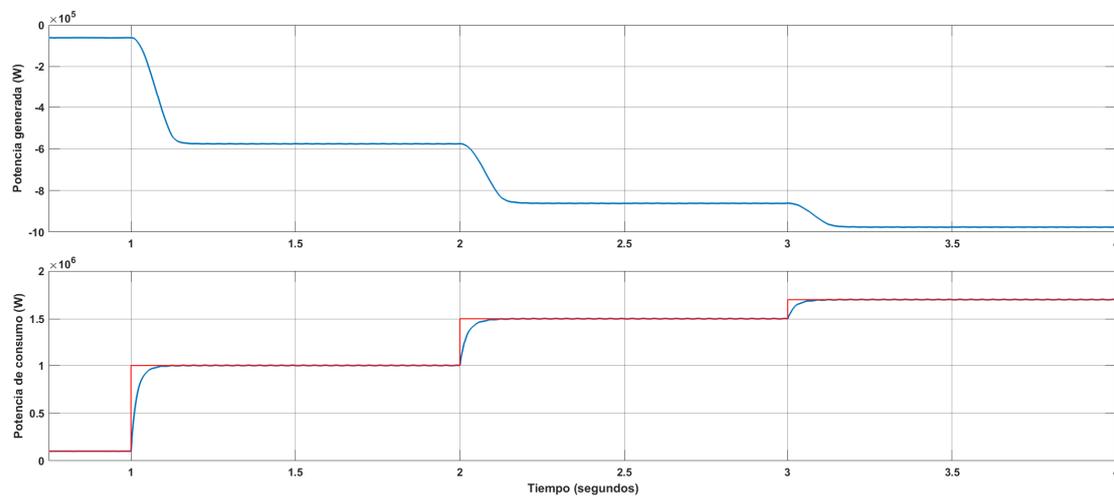


FIGURA 5.9: Simulación a velocidad constante 3: Potencias generada y de consumo

En tercer lugar, en la figura 5.10, se muestra las tensiones de fase y las corrientes de línea del PMSG.

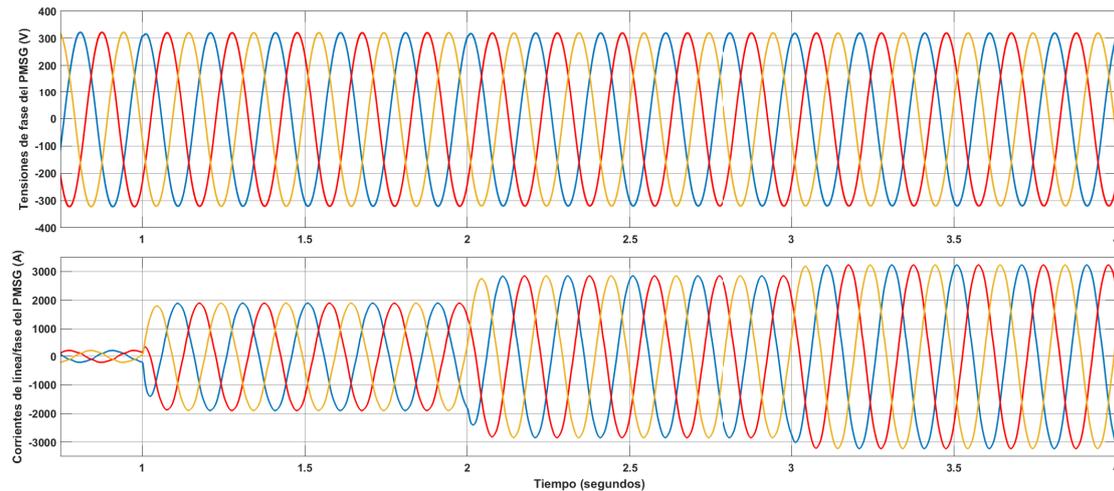


FIGURA 5.10: Simulación a velocidad constante 1: Tensiones y corrientes trifásicas del PMSG

Del análisis de este tercer ensayo a velocidad constante se verifica lo expuesto anteriormente para el caso del rotor girando a velocidad nominal. Sin embargo, para esta región de funcionamiento y carga, el tiempo de respuesta que presenta el sistema ante perturbaciones es inferior al primer caso. Esto es debido a que las exigencias energéticas del modelo para velocidades por debajo de la nominal son bastante inferiores a la capacidad real del generador. La fundamentación teórica de este hecho se basa en que la energía cinética presente en el viento varía de forma cúbica respecto a la velocidad de giro del rotor, mientras que la potencia generada en el PMSG varía de forma lineal. Por tanto, para regímenes de funcionamiento inferiores al nominal la producción energética es inferior a lo que realmente se podría producir a esa velocidad.

SIMULACIÓN 4: Velocidad nominal y seguimiento de referencia de potencia senoidal

Objetivos de la simulación:

- Estudiar la capacidad de respuesta del sistema de control *MSC* ante variaciones senoidales de consumo de energía.
- Comprobar las limitaciones del sistema de control ante cambios rápidos en el consumo de energía.

Condiciones de la simulación:

- La potencia de consumo del sistema se realiza a través la inyección de energía a la red eléctrica mediante el sistema *GSC*.
- Velocidad de giro del generador: $500rpm$
- El sistema se inicia inyectando $5MW$ a la red eléctrica.
- En $1s$ se comienza a variar senoidalmente la referencia de potencia entre los límites de $3MW$ y $7MW$.
- Frecuencia de la referencia senoidal 1: $0,5Hz$
- Frecuencia de la referencia senoidal 2: $1Hz$

- Frecuencia de la referencia senoidal 3: 2Hz

Los resultados obtenidos en la cuarta simulación se muestran a continuación en gráficas donde se presenta la evolución temporal de la potencia de consumo y de la tensión del enlace de continua del convertidor. En primer lugar, en la figura 5.11, se muestran los resultados obtenidos para una frecuencia de potencia de 0,5Hz.

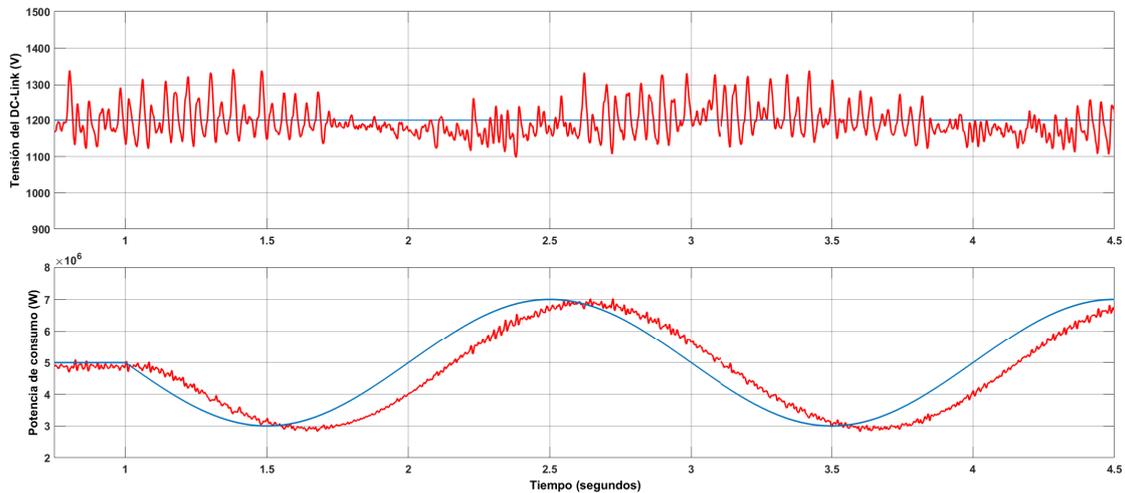


FIGURA 5.11: Simulación a velocidad constante 4: Tensión en el DC-Link y consumo energético senoidal de 0,5 Hz

En segundo lugar, en la figura 5.9, se muestran los resultados obtenidos para una frecuencia de potencia de 1Hz.

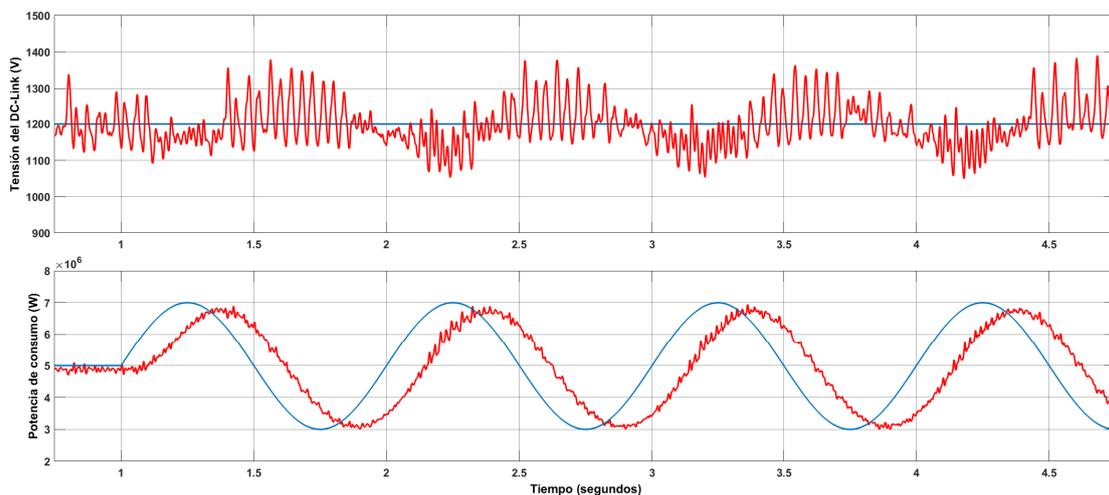


FIGURA 5.12: Simulación a velocidad constante 4: Tensión en el DC-Link y consumo energético senoidal de 1 Hz

En tercer lugar, en la figura 5.10, se muestran los resultados obtenidos para una frecuencia de potencia de 2Hz.

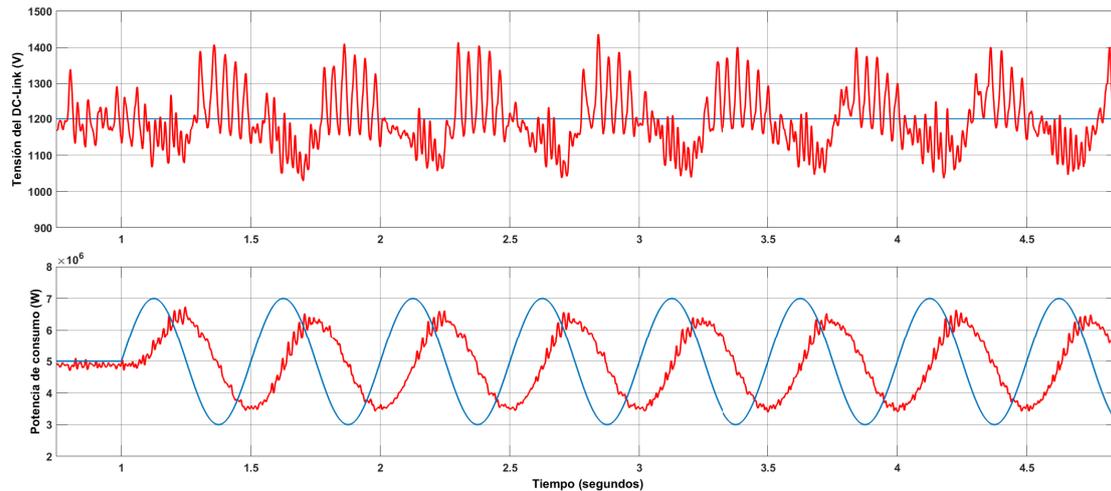


FIGURA 5.13: Simulación a velocidad constante 4: Tensión en el DC-Link y consumo energético senoidal de 2 Hz

Las respuestas de seguimiento presentadas anteriormente muestran que el sistema de control *MSC* presenta limitaciones en cuanto a velocidad de respuesta se refiere. Para los dos primeros casos el sistema es capaz de seguir la referencia de potencia hasta el valor requerido aunque de forma desfasada respecto a la señal consigna. Sin embargo, en el tercer caso (2Hz) la respuesta no es capaz de realizar un seguimiento correcto de la referencia y por ello se produce un incremento en las oscilaciones del nivel de tensión del DC-Link y una diferencia de amplitud entre las señales de potencia.

5.1.2.2. Funcionamiento a velocidad variable

En esta sección se realiza un ensayo a velocidad variable con un doble objetivo, por un lado se pretende verificar el funcionamiento del sistema de control *MSC* para regímenes de funcionamiento transitorios y estacionarios; y por otro lado, se comprueba la regulación de velocidad y potencia aerodinámica del sistema aeromecánico implementado.

En este sentido cabe señalar que, debido a las limitaciones técnicas de los equipos empleados en la realización de la simulación, se ha reducido el valor de la inercia de la turbina eólica. De esta manera ha sido posible acelerar el aerogenerador en un tiempo muy inferior al que se daría en condiciones reales.

Objetivos de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control *MSC* es capaz de suministrar un nivel de tensión estable en el DC-Link para una velocidad de giro del generador variable en un caso de consumo energético producido por la inyección de energía a la red eléctrica.
- Verificar la capacidad del sistema de control de ángulo de Pitch para regular la velocidad de giro de la turbina en condiciones de viento variante.

Condiciones de la simulación:

- La potencia de consumo del sistema se realiza a través la inyección de energía a la red eléctrica mediante el sistema GSC.

- La velocidad de giro del generador varía a lo largo del tiempo dependiendo de las condiciones de viento y las leyes del modelo aeromecánico implementado.
- Entrada en carga del sistema: A los 4,85s aproximadamente se alcanza la velocidad de arranque y el sistema comienza a inyectar 750kW a la red eléctrica.
- Carga 1: Aumento de la potencia inyectada a la red en 250kW a los 7s
- Carga 2: Disminución de la potencia inyectada a la red en 2,5MW a los 9s
- Carga 3: Aumento de la potencia inyectada a la red en 4,5MW a los 11s
- Carga 4: Disminución de la potencia inyectada a la red en 6MW a los 13s

En primer lugar, en la figura 5.14, pueden apreciarse la evolución temporal de los principales parámetros del modelo mecánico: la velocidad de giro de la turbina en el eje del generador, el control de ángulo de Pitch y el *Tip-Speed Ratio*.

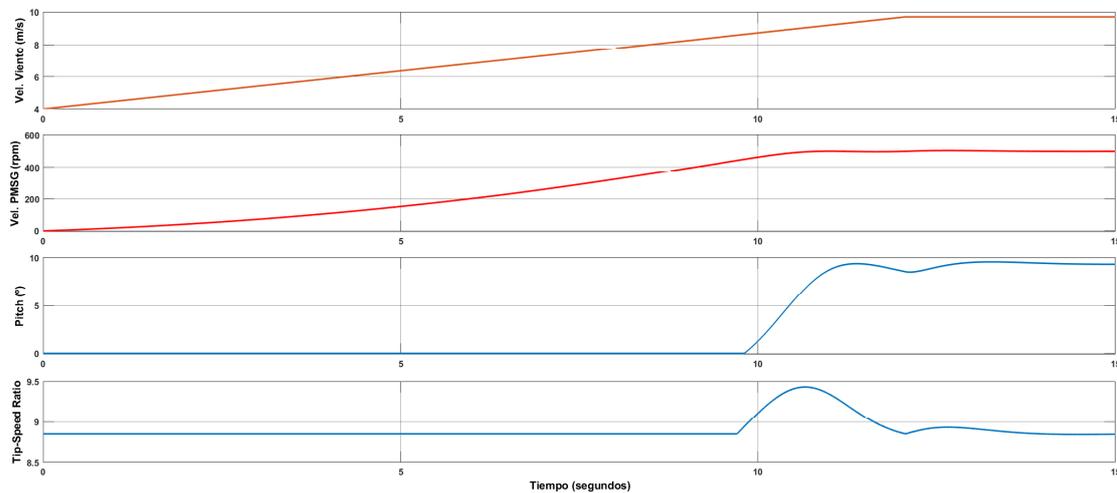


FIGURA 5.14: Simulación a velocidad variable: Magnitudes del modelo mecánico

En segundo lugar, en la figura 5.15, puede observarse tanto la tensión del enlace de continua del convertidor como la corriente de consumo por este.

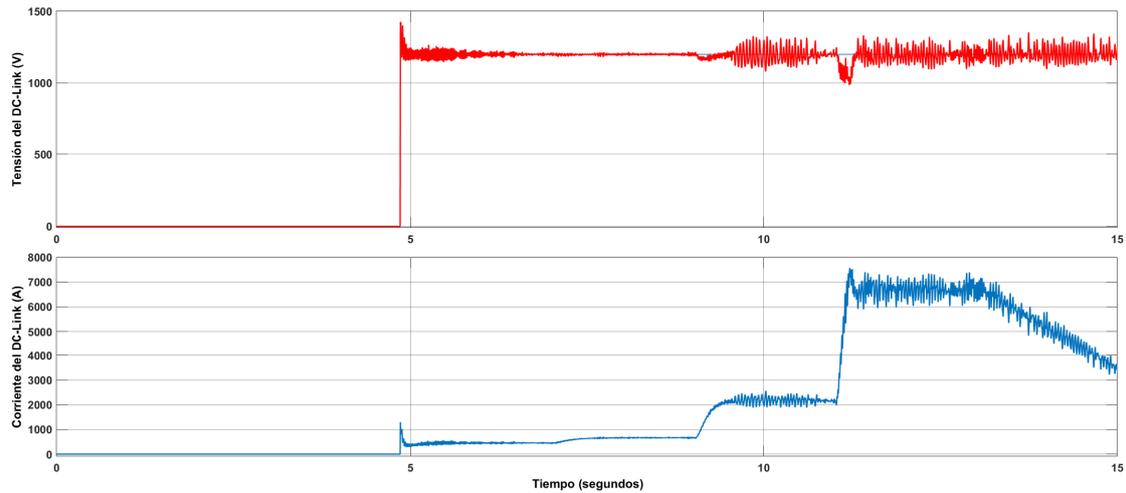


FIGURA 5.15: Simulación a velocidad variable: Nivel de tensión y corriente de consumo en el DC-Link

En tercer lugar, en la figura 5.16, se muestra la evolución temporal de las corrientes eficaces del generador en el marco de referencia $dq0$.

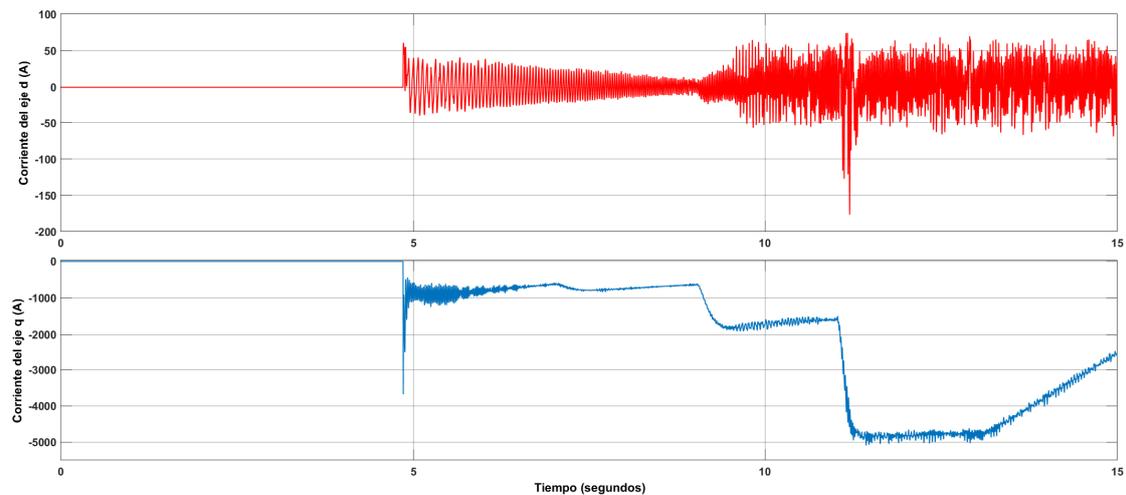


FIGURA 5.16: Corrientes del generador en el marco de referencia $dq0$

En cuarto lugar, en la figura 5.17, se presenta la potencia activa eléctrica generada en el PMSG, la potencia reactiva y la potencia de consumo circulante por el enlace de corriente continua del doble convertidor a partir del momento de entrada de funcionamiento del sistema.

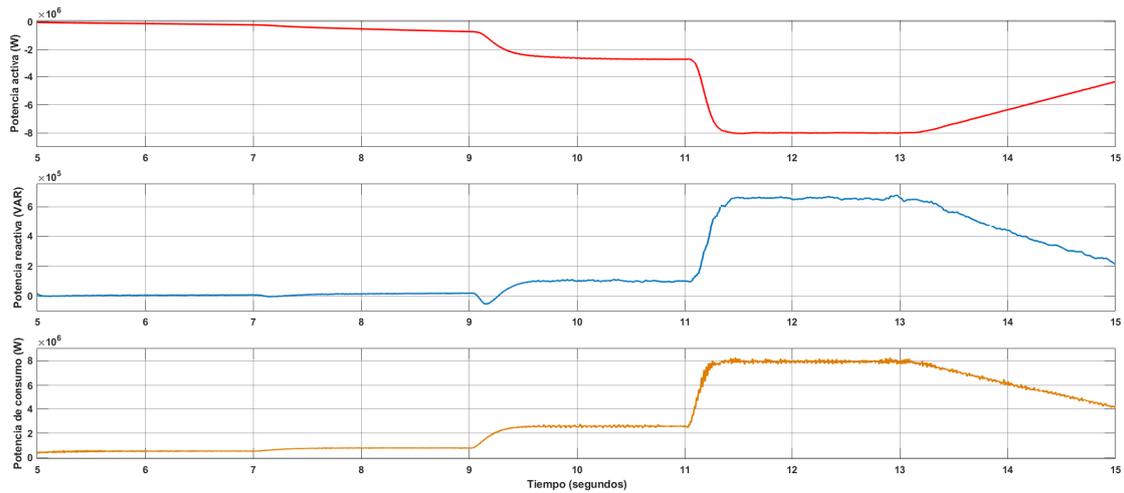


FIGURA 5.17: Simulación a velocidad variable: Potencias generada y de consumo

Por último, en la figura 5.18, se muestra las tensiones de fase, las corrientes de línea y el par electromagnético generado del PMSG a partir del momento de entrada de funcionamiento del sistema.

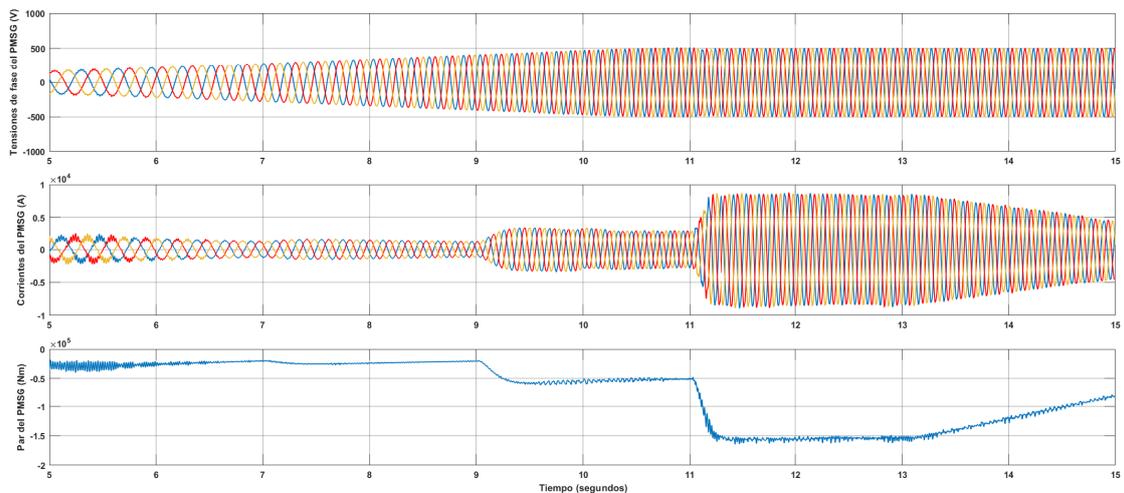


FIGURA 5.18: Simulación a velocidad variable: Tensiones, corrientes y par del PMSG

Los resultados obtenidos para el funcionamiento del generador a velocidad variable verifican definitivamente la capacidad del sistema de control de proveer un nivel de tensión estable en el enlace de corriente continua para múltiples regiones de funcionamiento. Si bien es cierto que el sistema presenta un mejor funcionamiento para ciertas velocidades de giro y cargas, las características de respuesta dinámica del control se mantienen dentro de unos límites coherentes y admisibles.

En lo referente a la entrada en carga del sistema, es preciso señalar que el pico producido a consecuencia de esta carece de la relevancia que aparentemente tiene en el análisis. Los sistemas reales de aerogeneración incorporan sistemas de control que suavizan el

conexión a la red y evitan este tipo de transitorios que pueden resultar dañinos para la integridad de los componentes eléctricos/electrónicos.

En cuanto al funcionamiento del sistema aeromecánico, se comprueba que el sistema de control de ángulo de Pitch es capaz de realizar una regulación adecuada de la velocidad del aerogenerador limitándola para vientos superiores al nominal y generando un *Tip-Speed Ratio* óptimo para vientos inferiores.

5.1.3. Funcionamiento del Grid-Side Converter control

Los sistemas de control de red Grid-Forming propuestos e implementados en el estudio son los encargados de regular la apropiada inyección de energía en la red eléctrica. El objeto del presente punto es realizar un análisis comparativo entre el *Droop Control* y el *Virtual Synchronous Machine Control* sometiendo a estos sistemas a múltiples ensayos en diferentes condiciones de funcionamiento. A continuación se presentan y analizan los resultados del funcionamiento de ambos sistemas operando de forma aislada, conectados a red, y conectados a otro aerogenerador; comparando diferentes indicadores como la respuesta dinámica o su robustez.

5.1.3.1. Verificación del funcionamiento del sistema de control

El objetivo del presente punto es verificar el correcto funcionamiento del sistema de control antes de proceder a su análisis. La simulación que se detalla a continuación es la continuación de los resultados obtenidos en el funcionamiento a velocidad variable del MSC y por tanto las condiciones de esta son semejantes.

Objetivos de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control GSC es capaz de inyectar correctamente la energía extraída del viento y acumulada en el enlace de continua del convertidor en casos de velocidad de giro variable.
- Verificar que el sistema de control GSC es capaz de suministrar energía a la red respetando tanto la amplitud de la tensión como la frecuencia de esta.

Condiciones de la simulación:

- La inyección de potencia se realiza en conexión a la red eléctrica empleando la técnica de control VSM.
- La velocidad de giro del generador varía a lo largo del tiempo dependiendo de las condiciones de viento y las leyes del modelo aeromecánico implementado.
- Entrada en carga del sistema: A los 5s aproximadamente se alcanza la velocidad de arranque y el sistema comienza a inyectar 750kW a la red eléctrica.
- Carga 1: Aumento de la potencia inyectada a la red en 250kW a los 7s
- Carga 2: Disminución de la potencia inyectada a la red en 2,5MW a los 9s
- Carga 3: Aumento de la potencia inyectada a la red en 4,5MW a los 11s
- Carga 4: Disminución de la potencia inyectada a la red en 6MW a los 13s

En primer lugar, en la figura 5.19, pueden observarse las tensiones de fase y las corrientes de línea/fase de la red a partir de la entrada en funcionamiento del control MSC.

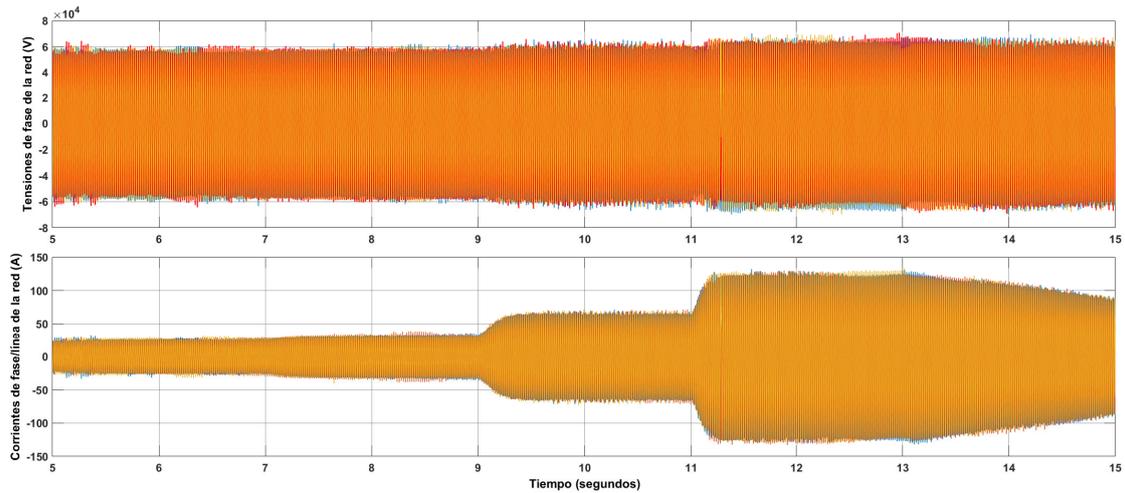


FIGURA 5.19: Verificación del sistema GSC: Tensiones y corrientes la red eléctrica

En segundo lugar, en la figura 5.19, se muestra la evolución temporal de las señales de tensión y corriente del control GSC en el marco de referencia $dq0$.

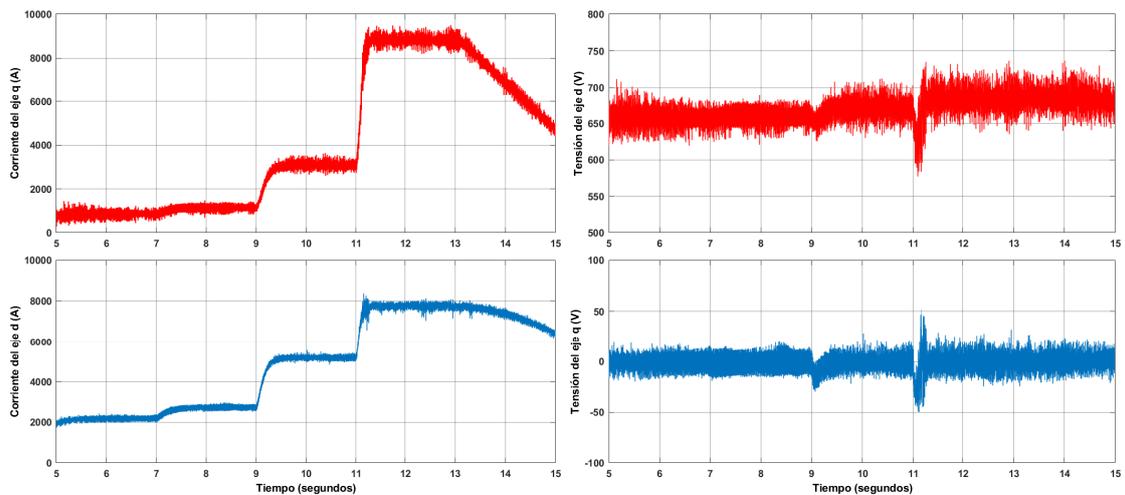


FIGURA 5.20: Verificación del sistema GSC: Tensiones y corrientes de la red en el marco de referencia $dq0$

En último lugar, en la figura 5.21, se presenta la potencia inyectada en la red eléctrica y la frecuencia de esta.

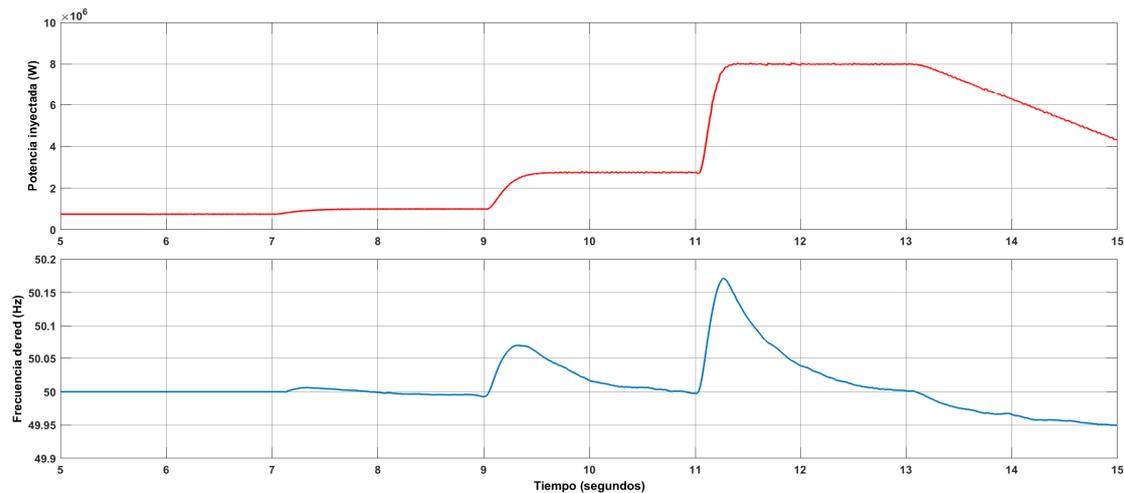


FIGURA 5.21: Verificación del sistema GSC: Potencia y frecuencia de la red eléctrica

Tras el análisis de los resultados obtenidos en la simulación se llega a la conclusión de que el sistema de control GSC es capaz de regular la inyección de potencia en la red eléctrica trabajando en colaboración con el sistema MSC.

En este sentido es preciso detallar que ambos sistemas de control interfieren el uno con el otro como si de perturbaciones se tratase, no obstante, tal y como se acaba de comentar el sistema es capaz de verter energía en la red manteniendo un nivel de tensión y unas fluctuaciones de frecuencia aceptables.

5.1.3.2. Funcionamiento en modo aislado

El funcionamiento de un sistema de control de red en modo aislado implica que las cargas se conectan directamente al sistema de aerogeneración, y por tanto, no existe una red eléctrica que imponga la tensión y la frecuencia de operación. Los sistemas Grid-Forming son capaces de imponer y generar estas condiciones de red, y a continuación se presentan los resultados obtenidos para cada sistema de control en cuanto a su respuesta dinámica en potencia y frecuencia, así como la evolución temporal de tensión y corriente.

Objetivos de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control GSC es capaz de operar de forma aislada alimentando cargas resistivas, inductivas y capacitivas..
- Evaluar y comparar la respuesta dinámica de potencia y frecuencia de los sistemas *Droop* y *VSM* implementados, con el fin de discernir algún tipo de diferencia relevante entre estos.

Condiciones de la simulación:

- El generador gira a velocidad constante y nominal, permitiendo incorporar cargas para todo el rango de potencia de la máquina.
- El ensayo se realiza en conexión directa con cargas resistivas, inductivas y capacitivas.
- Carga inicial: Conexión de una carga resistiva equivalente a 1,5MW desde el inicio

- Carga 1: Conexión a los 0,5s de una carga resistiva equivalente a 3,5MW y una carga inductiva equivalente a 2MVAR.
- Carga 2: Desconexión en 1s de una carga resistiva equivalente a 2MW y una carga inductiva equivalente a 2MVAR.
- Carga 3: Conexión a los 1,5s de una carga resistiva equivalente a 2MW y una carga capacitiva equivalente a 2MVAR.

POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

En la figura 5.22 se muestran en superposición las respuestas temporales de potencia activa y reactiva obtenidas tanto para el *Droop Control* como para el *Virtual Synchronous Machine Control*.

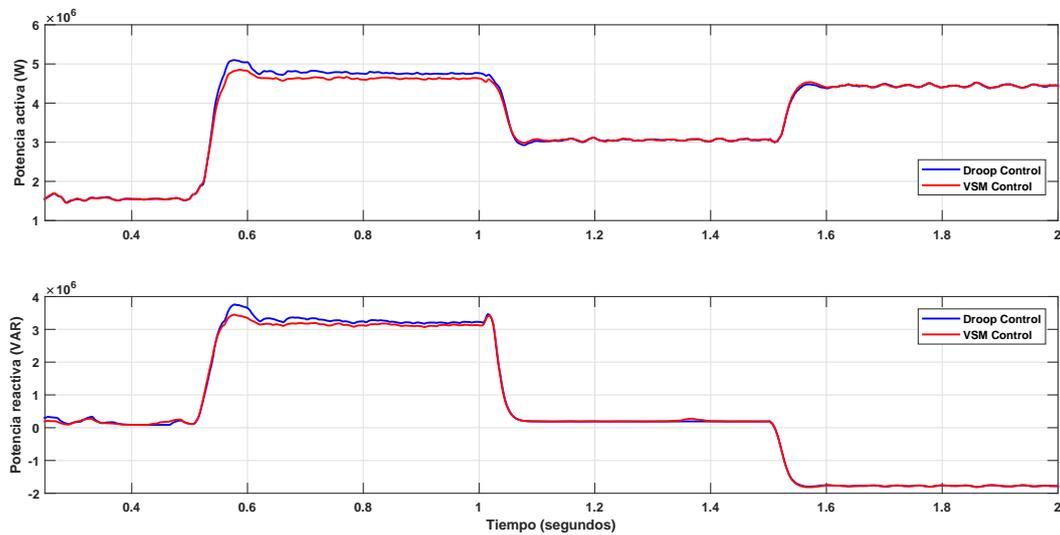


FIGURA 5.22: Funcionamiento en modo aislado: Respuesta dinámica de potencia activa y reactiva

FRECUENCIA

En la figura 5.23 se presentan superpuestas las respuestas temporales de frecuencia obtenidas del *Droop Control* y del *Virtual Synchronous Machine Control*.

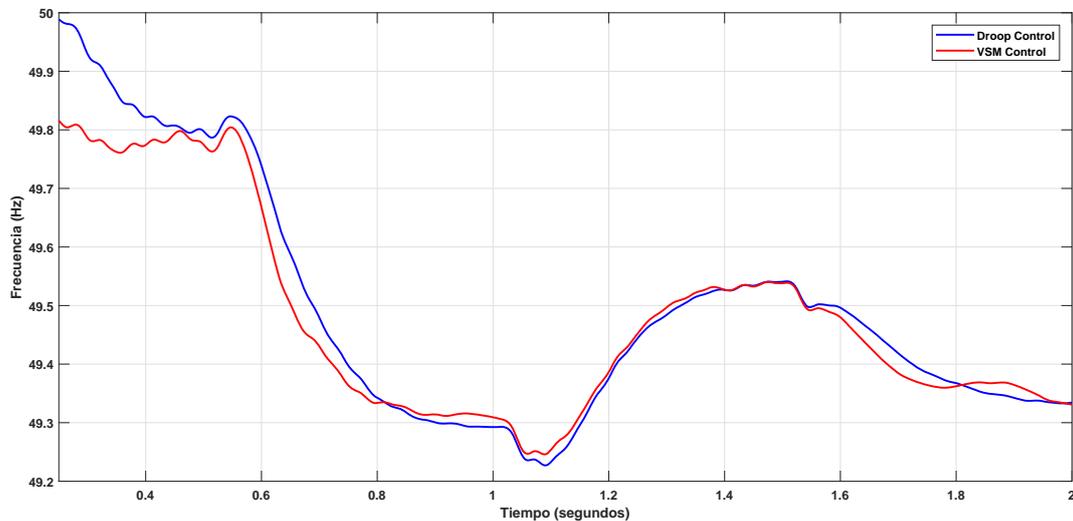


FIGURA 5.23: Funcionamiento en modo aislado: Respuesta dinámica de frecuencia

TENSIÓN Y CORRIENTES TRIFÁSICAS

En la figura 5.24 se muestra la evolución temporal para el sistema *Droop* de las tensiones de fase y corrientes de fase/línea.

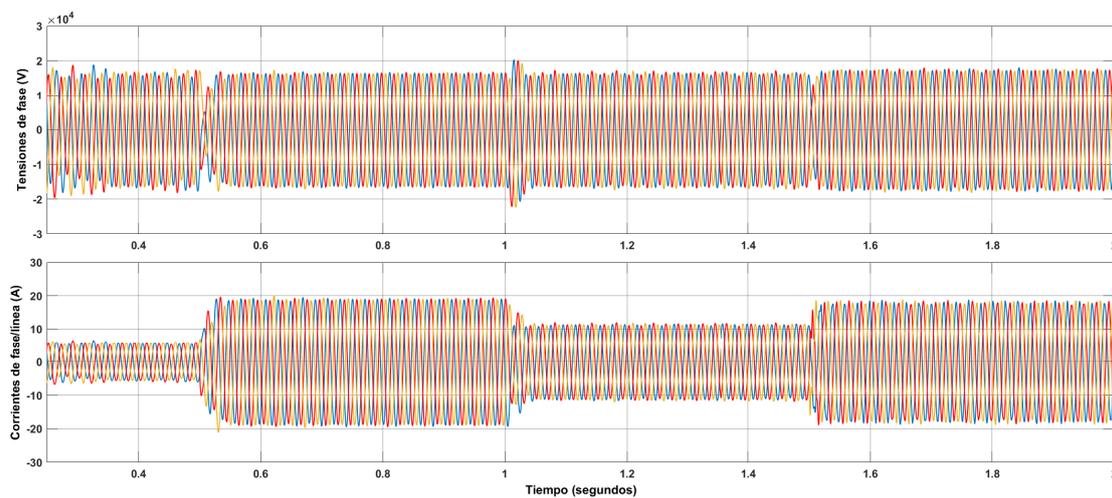


FIGURA 5.24: Funcionamiento en modo aislado: Tensiones de fase y corrientes de fase/línea para el sistema Droop Control

Por último, en la figura 5.25, se muestra la evolución temporal para el sistema *VSM* de las tensiones de fase y corrientes de fase/línea.

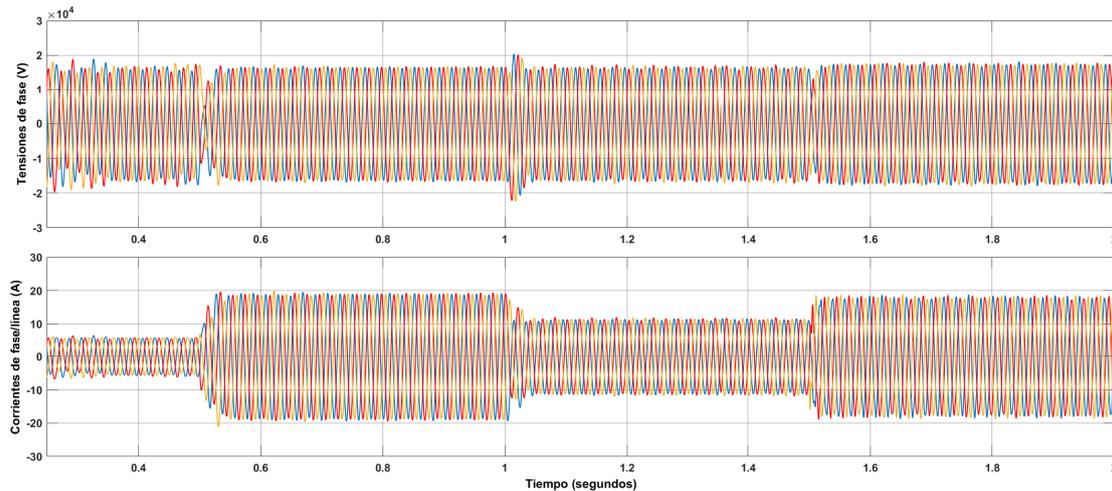


FIGURA 5.25: Funcionamiento en modo asilado: Tensiones de fase y corrientes de fase/línea para el sistema VSM Control

Tal y como puede apreciarse en la gráfica, ambos sistemas son capaces de alimentar adecuadamente a cargas aisladas de tipo resistivo, inductivo y capacitivo. Ambas respuestas presentan un tiempo de establecimiento adecuado sin producir sobreoscilaciones perjudiciales para el sistema. Por otro lado, cabe señalar que ambas respuestas presentan la misma respuesta dinámica en potencia. Esto es debido a que funcionando aisladamente la regulación de potencia se realiza en base al requerimiento energético de la carga, y no mediante consignas establecidas en el control de potencia. En cuanto a respuesta dinámica de frecuencia en funcionamiento aislado para ambos sistemas presenta unos resultados muy similares y sin diferencias relevantes entre ellos.

Por otro lado, se verifica que el sistema es capaz de proporcionar energía a las cargas imponiendo la amplitud y frecuencia de la tensión suministrada.

En consecuencia a lo anteriormente expuesto, se concluye que ambas estrategias de control son válidas para el funcionamiento aislado, o *Stand-Alone*, presentando un comportamiento idéntico en respuesta de potencia y muy similar en respuesta de frecuencia.

5.1.3.3. Funcionamiento conectado a red

Por su parte, el funcionamiento conectado a la red eléctrica es el tipo de operación esperado de un sistema de aerogeneración, donde la energía extraída del viento se vierte a la red para su posterior consumo en otra localización. En este caso sí existe una red eléctrica que imponga tanto la amplitud de la tensión como la frecuencia, de modo que el sistema de control debe inyectar la energía de acuerdo a estas especificaciones para no comprometer la estabilidad de la red. Los indicadores empleados en el estudio para la comparación de ambas técnicas son la respuesta dinámica tanto en potencia como en frecuencia y la robustez del sistema frente a variaciones en la red.

5.1.3.3.1. Análisis de respuesta dinámica: Seguimiento de referencias de potencia en escalón

La evaluación de la respuesta dinámica de la estrategia de control de red es un indicador fundamental para estudiar la inercia que aporta ante variaciones de inyección/consumo de potencia en la red. Los sistemas con alta inercia son deseables para evitar que los

picos de frecuencia producidos en la red superen los límites de esta. A continuación se presenta una comparación de la respuesta dinámica de los sistemas *Droop* y *VSM* tanto en potencia activa como en frecuencia, así como otras magnitudes relevantes en el funcionamiento de estos.

Objetivo de la simulación:

- Evaluar y comparar la respuesta dinámica de potencia y frecuencia de los sistemas *Droop* y *VSM* implementados, con el fin de discernir algún tipo de diferencia relevante entre estos.

Condiciones de la simulación:

- El generador gira a velocidad constante y nominal, permitiendo incorporar cargas para todo el rango de potencia de la máquina.
- La simulación se realiza con el sistema vertiendo energía a la red eléctrica.
- Carga 1: Inyección de potencia a la red por valor de 3MW a los 2s .
- Carga 2: Aumento de la potencia inyectada a la red en 5MW a los 4s .
- Carga 3: Disminución de la potencia inyectada a la red en 2MW a los 6s .
- Carga 3: Disminución de la potencia inyectada a la red en 5MW a los 8s .
- Carga 4: Disminución de la potencia inyectada a la red en 1MW a los 10s .

POTENCIA ACTIVA

Las respuestas temporales de inyección de potencia a la red eléctrica de las técnicas *Droop Control* y *Virtual Synchronous Machine* es muestran superpuestas en la figura 5.26.

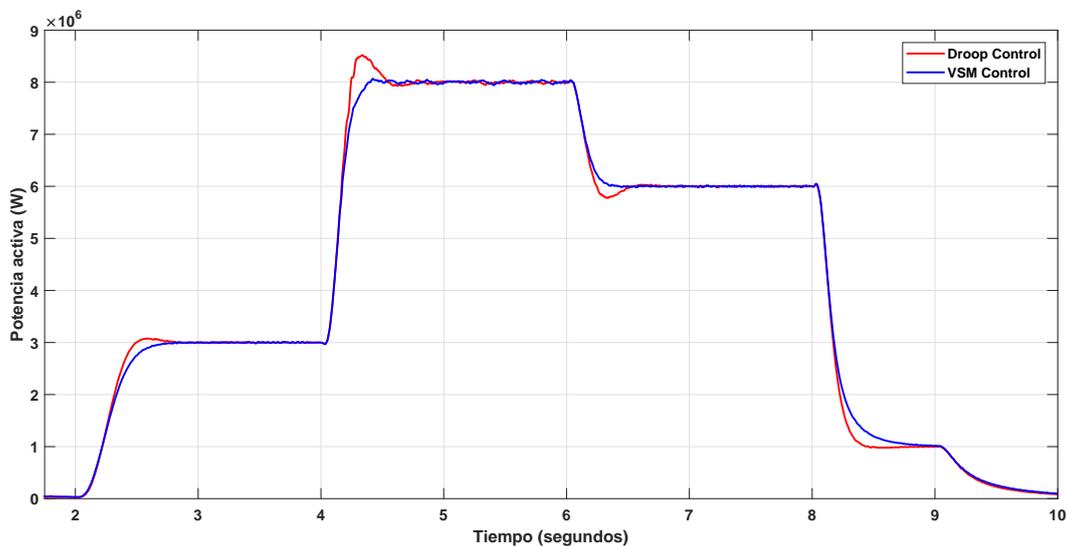


FIGURA 5.26: Funcionamiento conectado a red de referencias en escalón:
Respuesta dinámica de potencia

En la figura 5.27 pueden observarse con mayor precisión los escalones de potencia.

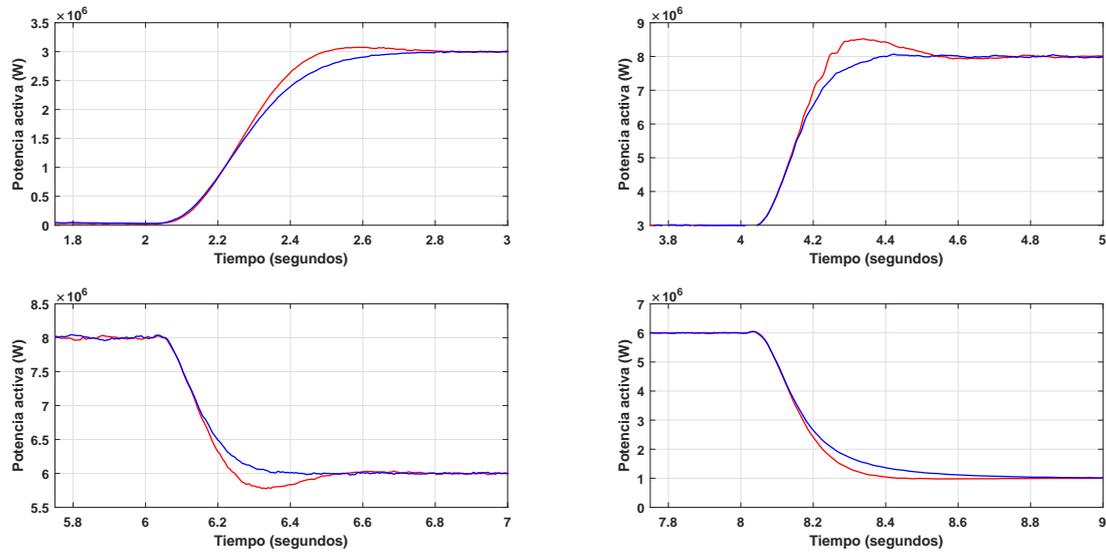


FIGURA 5.27: Funcionamiento conectado a red de referencias en escalón:
Respuesta dinámica de potencia ampliada

El análisis de la respuesta dinámica de ambos sistemas se detalla de forma numérica en la tabla 5.3.

CUADRO 5.3: Respuesta dinámica de potencia de los sistemas Droop y VSM en modo de conexión a red

Escalón	Control	δ	T_e
+3MW	Droop Control	2,5 %	668ms
	VSM Control	0 %	625ms
+5MW	Droop Control	10,47 %	489ms
	VSM Control	1,4 %	343ms
-2MW	Droop Control	11,2 %	429ms
	VSM Control	0 %	287ms
-5MW	Droop Control	0 %	989ms
	VSM Control	0 %	972ms

FRECUENCIA DE RED

Por su parte, en la figura 5.28, se presenta la comparativa superpuesta de la respuesta dinámica de frecuencia de ambos sistemas.

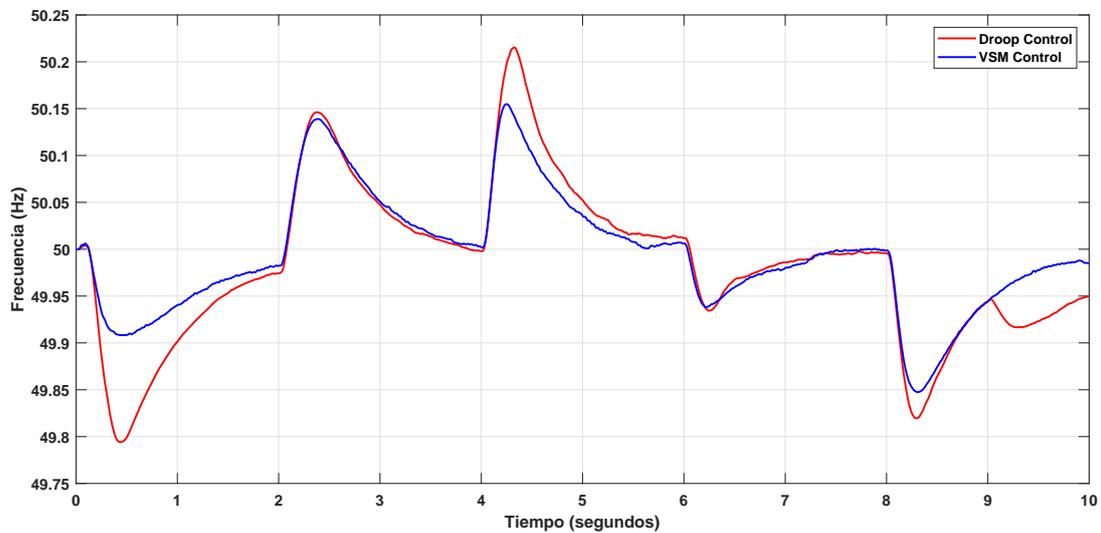


FIGURA 5.28: Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón:
Respuesta dinámica de frecuencia

TENSIONES, CORRIENTES Y POTENCIA REACTIVA DE LA RED

En primer lugar, en la figura 5.29, se muestra la evolución temporal para el sistema *Droop* de las tensiones y corrientes trifásicas de la red eléctrica; así como la potencia reactiva de esta.

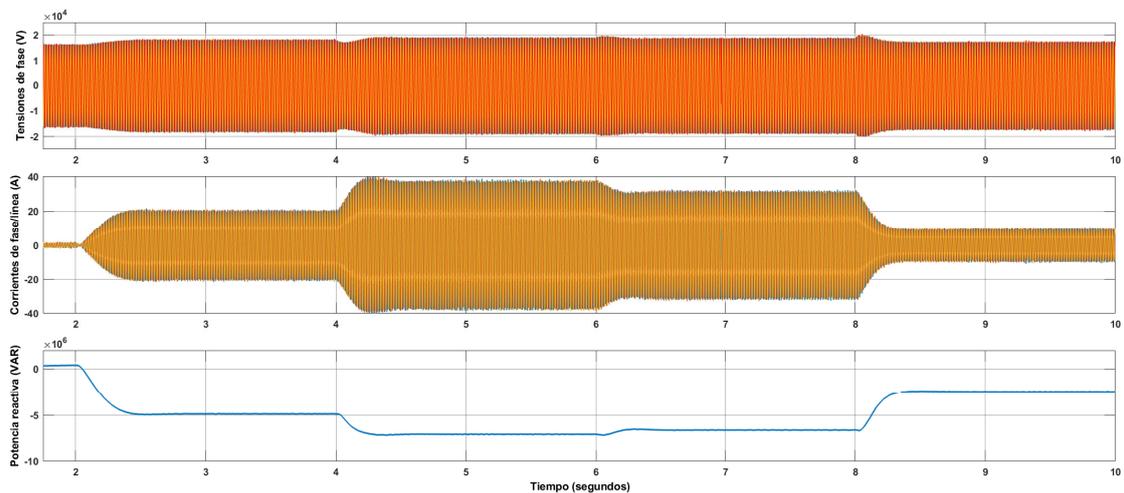


FIGURA 5.29: Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón:
Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema Droop Control

En segundo lugar, en la figura 5.30, se muestra la evolución temporal para el sistema *VSM* de las tensiones y corrientes trifásicas de la red eléctrica; así como la potencia reactiva de esta.

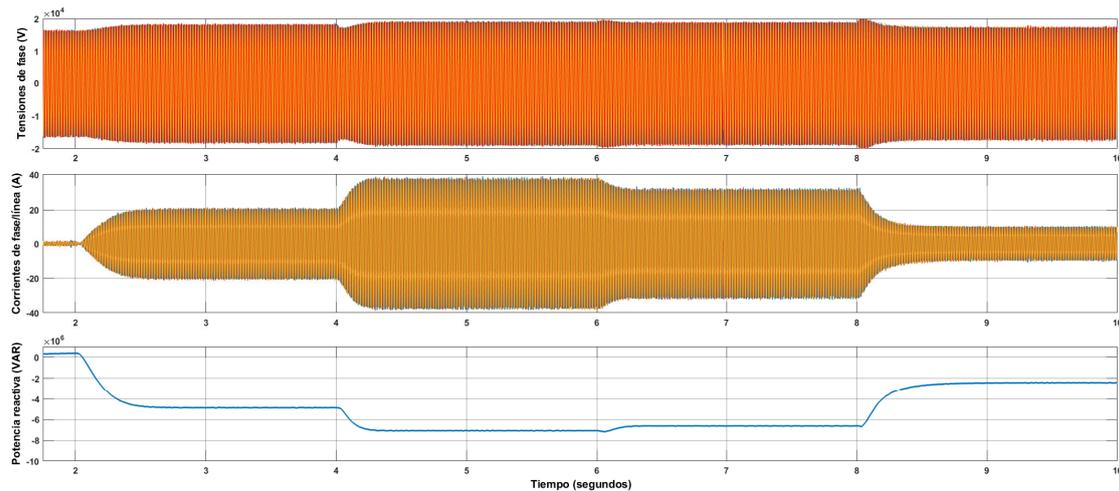


FIGURA 5.30: Análisis de respuesta dinámica de referencias en escalón: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema VSM Control

Tras el análisis comparativo de los resultados mostrados anteriormente se observa que el sistema *Droop Control* presenta sobreoscilaciones y tiempos de establecimiento superiores al sistema *VSM Control* para todos los escalones de potencia evaluados (tabla 5.3). En cuanto a la respuesta de frecuencia, esto se traduce en un mayor perturbación para la red en el caso de la respuesta del *Droop Control*. En consecuencia queda demostrado que la aportación de inercia virtual por parte del control *VSM* mejora la respuesta dinámica del control de red, siendo esta una solución mejor que el control *Droop* de cara tanto a la rapidez de respuesta del sistema, como a la estabilidad de la red eléctrica.

No obstante, en relación con lo anteriormente expuesto, cabe señalar que ambos sistemas ofrecen respuestas dinámicas aptas dentro de unos límites aceptables para la red eléctrica. En cuanto a la validez de operación de los sistemas ensayados, cabe concluir que ambos son capaces de verter energía a la red eléctrica manteniendo tanto la amplitud de la tensión como su frecuencia.

5.1.3.3.2. Análisis de respuesta dinámica: Seguimiento de referencias de potencia senoidales

Si bien ha quedado verificado en el anterior análisis la capacidad de ambos controles de inyectar en la red la energía especificada, en el presente estudio se persigue comprobar la capacidad que tienen ambos sistemas de control para seguir referencias de inyección de potencia que varían rápidamente en el tiempo. Para ello se procede a estudiar la respuesta temporal de de los controles *Droop* y *VSM* antes variaciones de potencia senoidales de diferente frecuencia.

Objetivos de la simulación:

- Evaluar la capacidad del sistema de control GSC de garantizar la inyección de energía a la red en casos de referencias que varían rápidamente en el tiempo.
- Evaluar y comparar la respuesta dinámica de potencia y frecuencia de los sistemas *Droop* y *VSM* implementados, con el fin de discernir algún tipo de diferencia relevante entre estos.

Condiciones de la simulación:

- El generador gira a velocidad constante y nominal, permitiendo incorporar cargas para todo el rango de potencia de la máquina.
- Las simulaciones se realizan con el sistema vertiendo energía a la red eléctrica.
- En 1s se comienza a variar senoidalmente la referencia de potencia entre los límites de 3MW y 7MW.
- Frecuencia de la referencia senoidal 1: 1Hz.
- Frecuencia de la referencia senoidal 2: 2Hz.
- Frecuencia de la referencia senoidal 3: 2,5Hz.

DROOP CONTROL

Por un lado, en la figura 5.31, la respuesta temporal de inyección de potencia activa en la red eléctrica del sistema de control *Droop*.

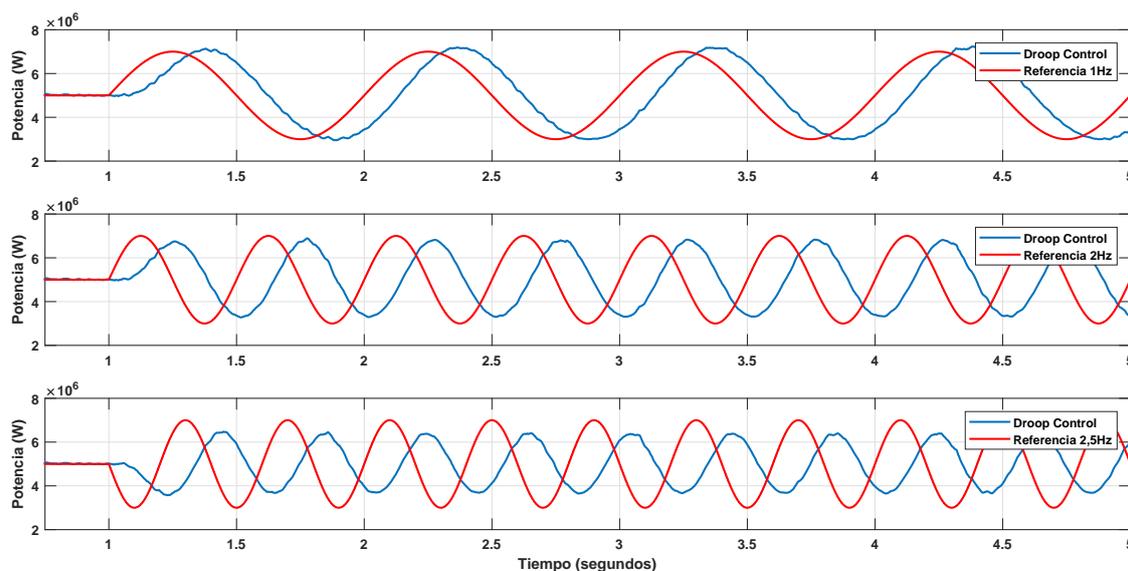


FIGURA 5.31: Análisis de respuesta dinámica de referencias senoidales:
Seguimiento de inyección de potencia activa

VIRTUAL SYNCHRONOUS MACHINE CONTROL

Por el otro lado, en la figura 5.32, la respuesta temporal de inyección de potencia activa en la red eléctrica del sistema de control *VSM*.

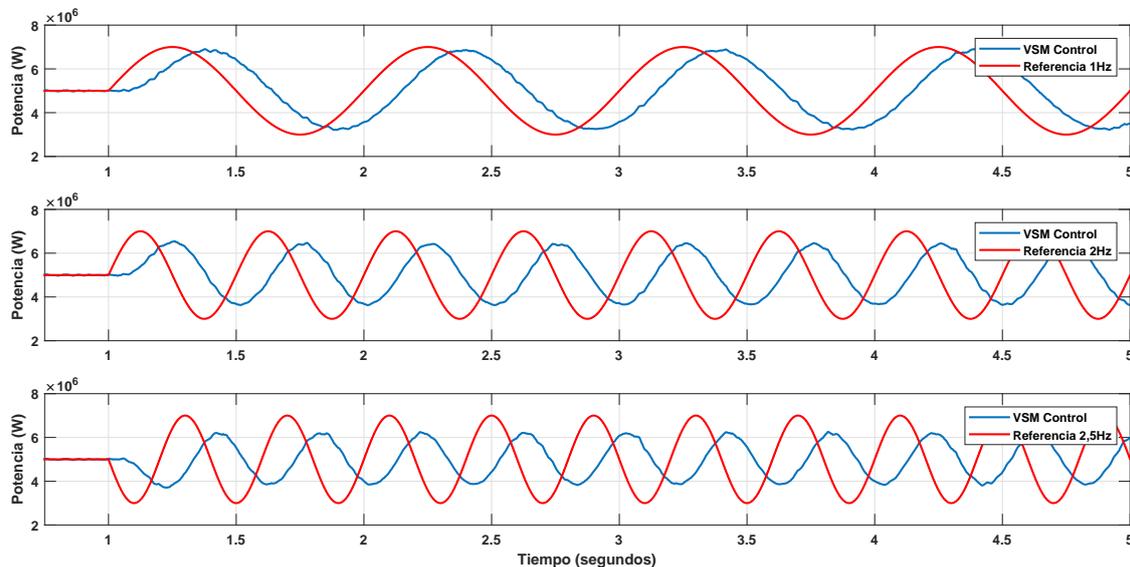


FIGURA 5.32: Análisis de respuesta dinámica de referencias senoidales: Seguimiento de inyección de potencia activa

La evolución temporal de las respuestas de potencia ensayadas revelan que ambos controles son capaces de seguir sin problema variaciones de frecuencia de hasta 1Hz , ambas respuestas llegan con su respectivo desfase a la amplitud consigna en todas las oscilaciones inyectadas. Para el caso de 2Hz ambos controles comienzan a mostrar síntomas de limitación en su velocidad de respuesta ya que ninguno de los dos es capaz de alcanzar por completo la amplitud de potencia requerida, siendo el control *VSM* la estrategia que peor comportamiento muestra. En cuando a las respuestas para la referencia senoidal $2,5\text{Hz}$, el error entre las respuestas de potencia y la referencia se ven incrementadas por igual en ambos controles.

5.1.3.3. Análisis de robustez: Variación de la capacitancia del filtro

A la hora de valorar la robustez de ambos sistemas de control, la estabilidad del control frente a la variación de la capacidad del condensador presente en el filtro RLC resulta un indicador de gran relevancia. Durante la vida útil del aerogenerador las propiedades dieléctricas de estos elementos pueden variar y por ende se hace necesaria la implementación de un sistema de control que no vea mermadas sus funcionalidades a causa de estos cambios. A continuación se presentan las respuestas temporales de la potencias activa y reactiva, la frecuencia, y las tensiones y corrientes trifásicas de red.

Objetivos de la simulación:

- Evaluar la capacidad del control GSC de garantizar la inyección de energía a la red en casos de variación de la capacitancia del sistema.

- Evaluar y comparar el funcionamiento de los sistemas *Droop* y *VSM* ante variaciones de capacitancia, con el fin de discernir algún tipo de diferencia relevante entre estos.

Condiciones de la simulación:

- El generador gira a velocidad constante y nominal, permitiendo incorporar cargas para todo el rango de potencia de la máquina.
- Las simulaciones se realizan con el sistema vertiendo energía a la red eléctrica.
- Se realizan 2 ensayos para valores distintos de capacitancia, $\pm 15\%$.
- Carga 1: Inyección de potencia a la red por valor de $5MW$ a los $2s$.
- Carga 2: Aumento de la potencia inyectada a la red en $3MW$ a los $4s$.
- Carga 3: Disminución de la potencia inyectada a la red en $2MW$ a los $6s$.
- Carga 4: Disminución de la potencia inyectada a la red en $6MW$ a los $8s$.

POTENCIA ACTIVA

En primer lugar, en la figura 5.33, se muestran superpuestas las respuestas temporales de inyección potencia del control *Droop* para la capacitancia de la línea original y las perturbaciones anteriormente indicadas.

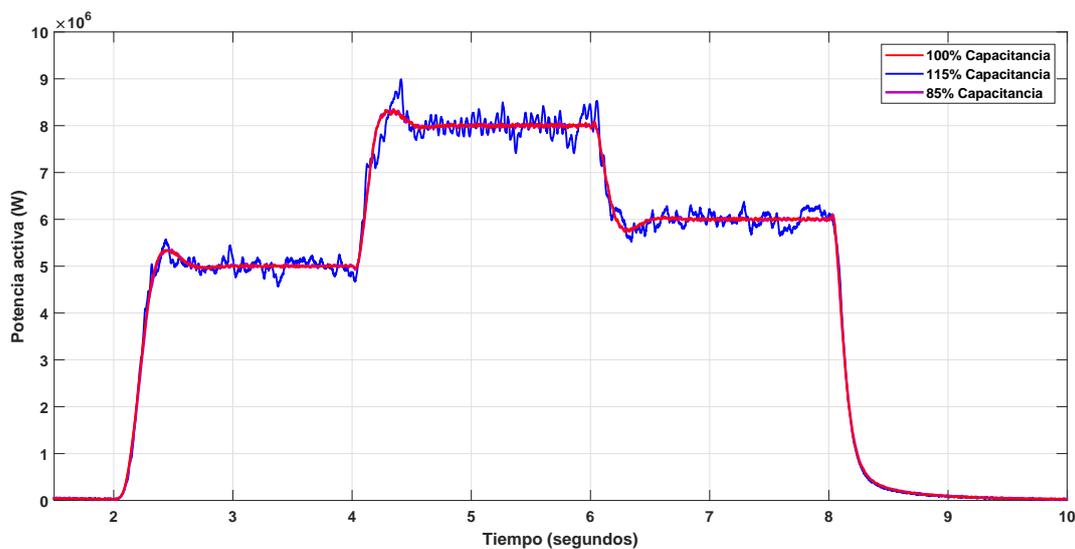


FIGURA 5.33: Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de potencia activa del control Droop

En segundo lugar, en la figura 5.34, se muestran los resultados obtenidos en el mismo ensayo para el control *VSM*.

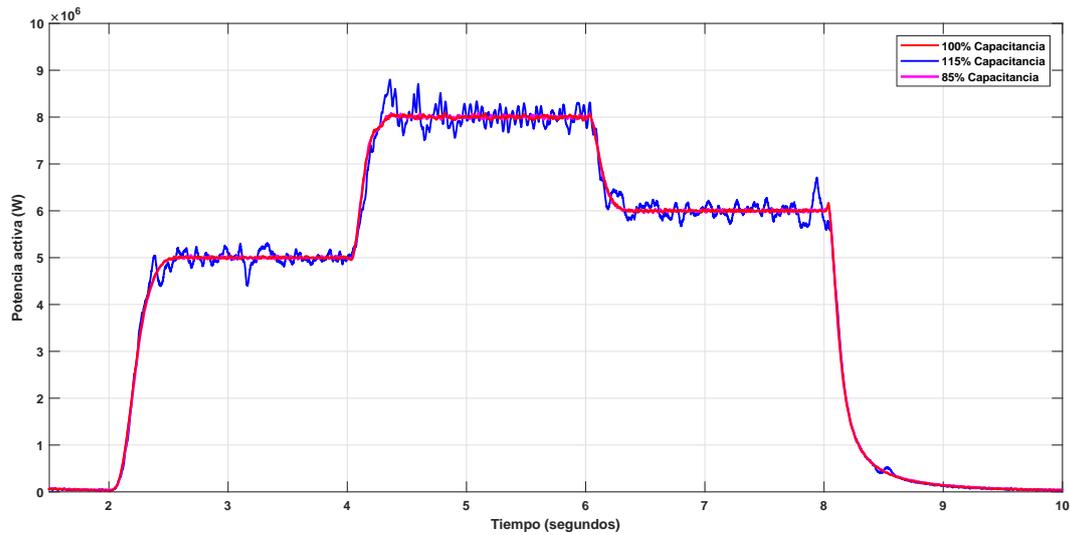


FIGURA 5.34: Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal del control VSM ante variaciones de capacitancia

POTENCIA REACTIVA

En primer lugar, en la figura 5.35, se muestra la evolución temporal de la potencia reactiva para el sistema *Droop*.

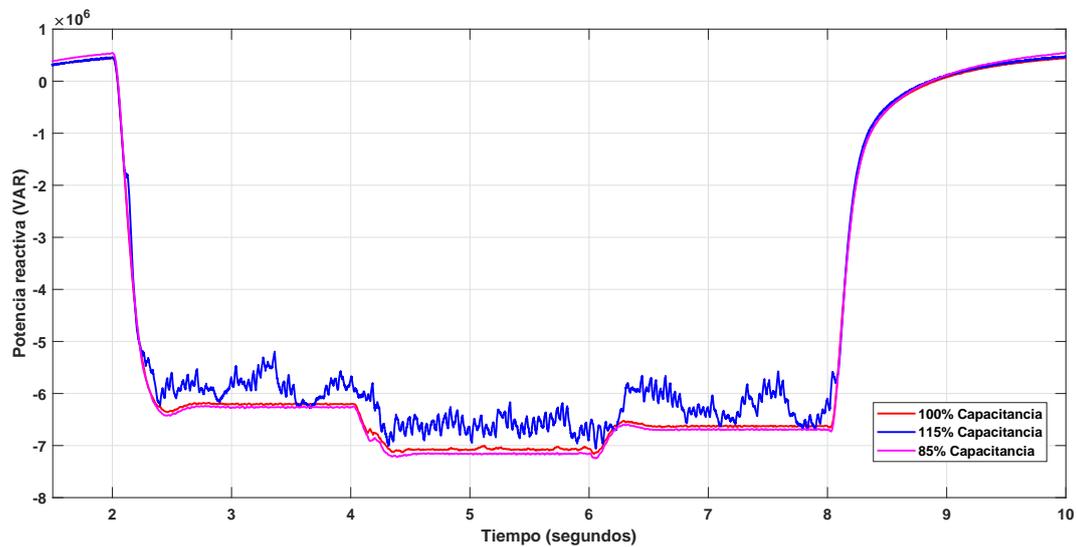


FIGURA 5.35: Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de potencia activa del control Droop

En segundo lugar, en la figura 5.36, se muestra la evolución temporal de la potencia reactiva para el sistema *VSM*.

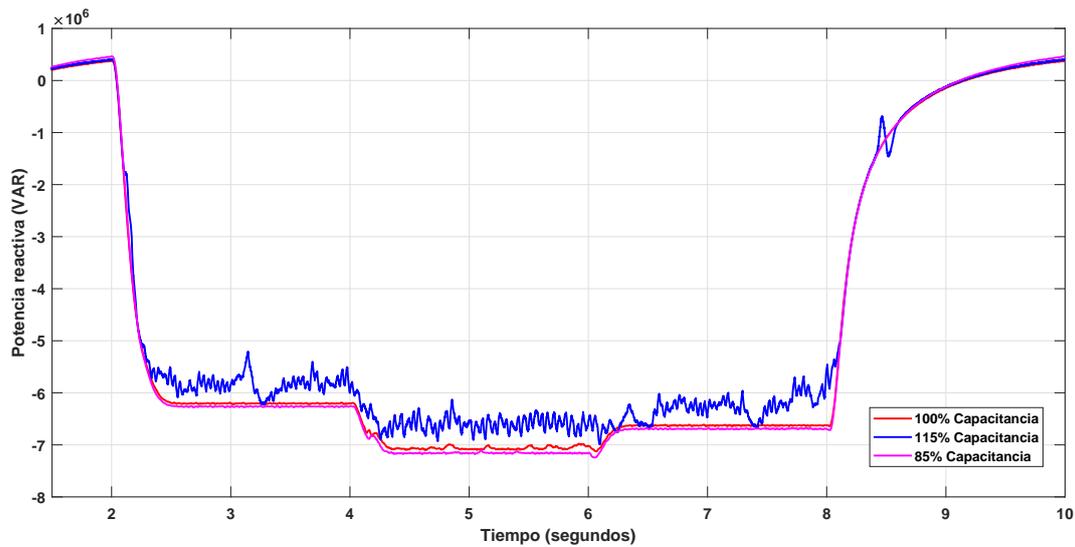


FIGURA 5.36: Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de potencia reactiva del control VSM

FRECUENCIA DE RED

En la figura 5.37, se presenta la comparativa superpuesta de la respuesta temporal de frecuencia del control *Droop*.

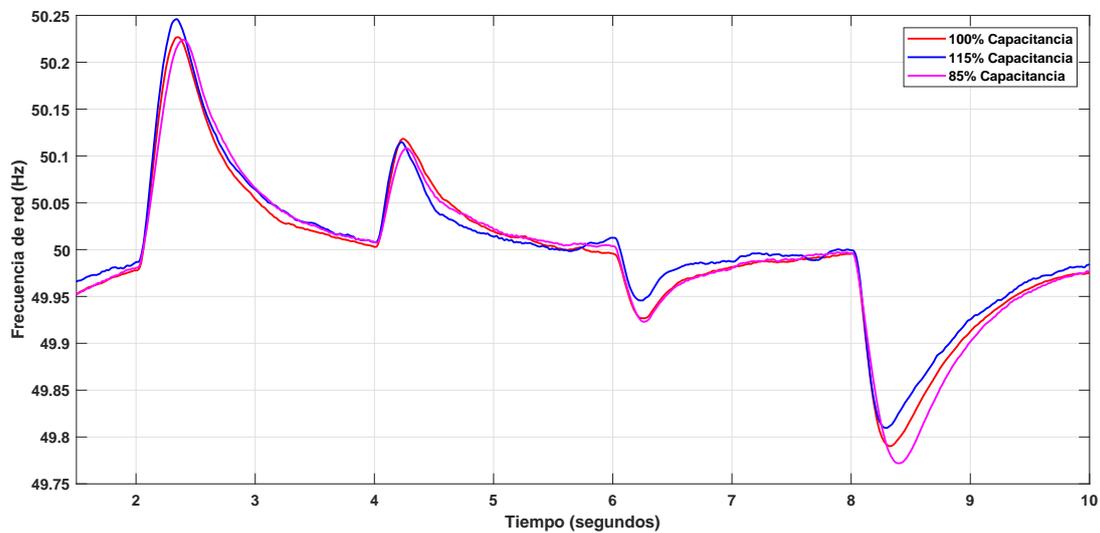


FIGURA 5.37: Análisis de respuesta dinámica: Respuesta temporal de frecuencia control *Droop*

Por su parte, en la figura 5.38, se presenta la comparativa superpuesta de la respuesta temporal de frecuencia del control VSM.

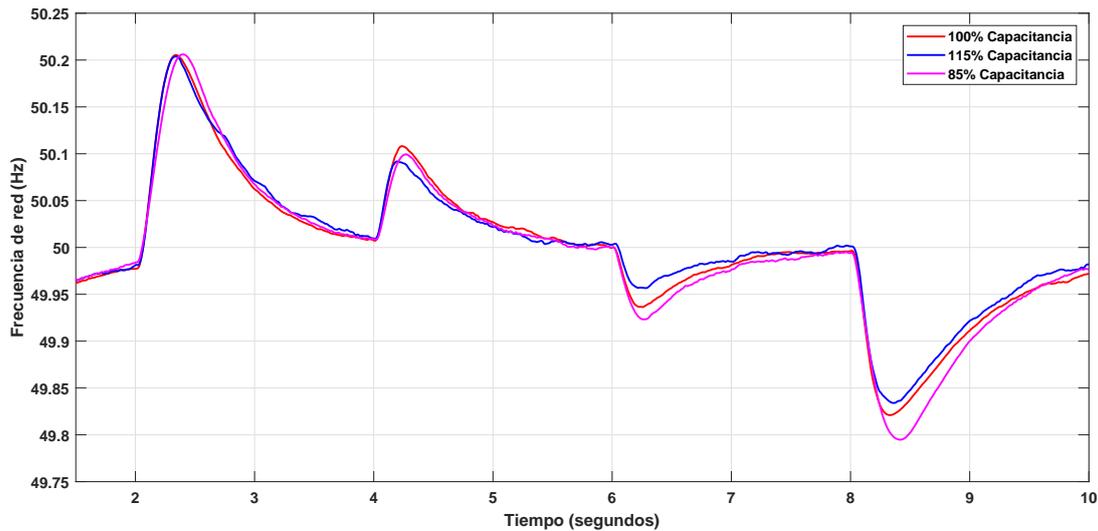


FIGURA 5.38: Análisis de variación de capacitancia: Respuesta temporal de frecuencia del control VSM

El análisis de los resultados obtenidos en la presente simulación muestran que un incremento de la capacitancia del +15 % acarrea un significativo aumento de las oscilaciones en las respuestas dinámicas tanto para el control *Droop* como para el control VSM. Por otro lado, un decremento de la capacitancia del -15 % no conlleva cambios significativos en las respuestas de ambos sistemas de control.

En lo relativo a las respuestas de frecuencia de los dos controles, se observa que estas variaciones de capacitancia afectan levemente a las perturbaciones producidas por la inyección de potencia, siendo ligeramente más desfavorable el caso de la variación negativa.

Tanto el sistema de control *Droop* como el sistema VSM resultan aptos para condiciones de operación en la que se produzcan variaciones de capacitancia inferiores al 15 %, respondiendo ambos sistemas de forma equivalente ante estas perturbaciones.

5.1.3.3.4. Análisis de robustez: Variación de la frecuencia de la red

Las variaciones de frecuencia de la red eléctrica están íntimamente relacionadas con el consumo energético presente en esta. En este sentido, un aumento repentino en la frecuencia de red implicaría que se está produciendo más energía de la que se requiere y por tanto el sistema de control debería inyectar menos potencia. En el caso contrario, para un descenso de la frecuencia de red, el sistema debería verter más energía puesto que la demanda habría sido incrementada. A continuación se muestran las respuestas obtenidas para ambos sistemas de control en los supuestos anteriormente mencionados.

Objetivos de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control GSC responde de acuerdo a lo esperado según el sentido físico de las variaciones.
- Evaluar y comparar el funcionamiento de los sistemas *Droop* y VSM ante variaciones de la frecuencia de la red, con el fin de discernir algún tipo de diferencia relevante entre estos.

Condiciones de la simulación:

- El generador gira a velocidad constante y nominal, permitiendo incorporar cargas para todo el rango de potencia de la máquina.
- Las simulaciones se realizan con el sistema vertiendo energía a la red eléctrica.
- La referencia de inyección de potencia es en todo momento el 75 % de la potencia nominal, es decir 6MW
- La frecuencia inicial de la red es 50Hz
- Perturbación 1: Aumento de la frecuencia de la red hasta 50,15Hz a los 3s
- Perturbación 2: Disminución de la frecuencia de la red hasta 49,85Hz a los 6s
- Perturbación 3: Aumento de la frecuencia de la red hasta la frecuencia nominal de la red 50Hz a los 9s

POTENCIA ACTIVA

La respuesta temporal de potencia activa para ambos sistemas de control se muestran en la figura 5.39.

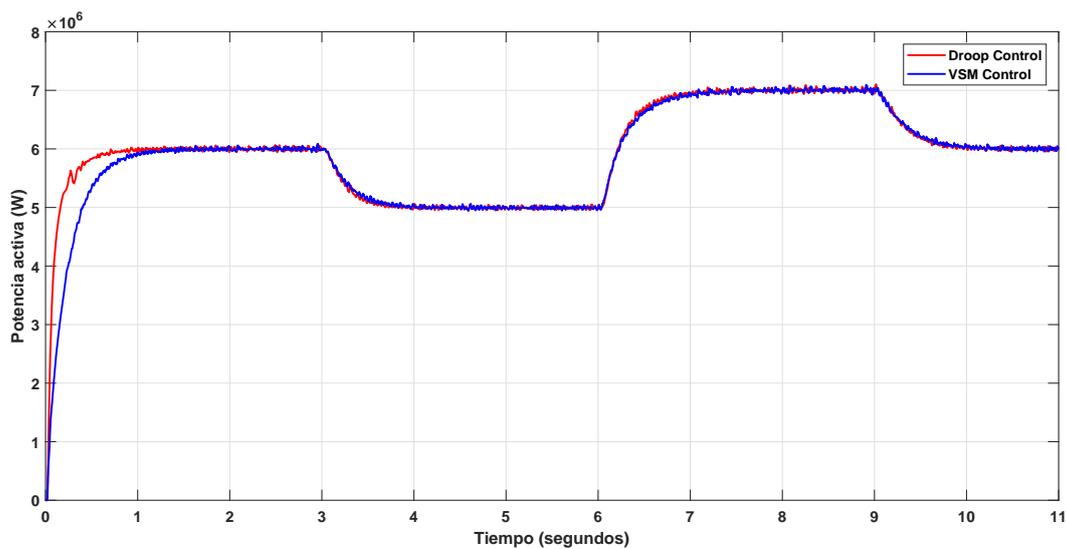


FIGURA 5.39: Análisis de variación de frecuencia: Respuesta temporal de potencia activa

FRECUENCIA DE RED

En cuanto a la evolución temporal de la frecuencia de la red, se presenta en la figura 5.40.

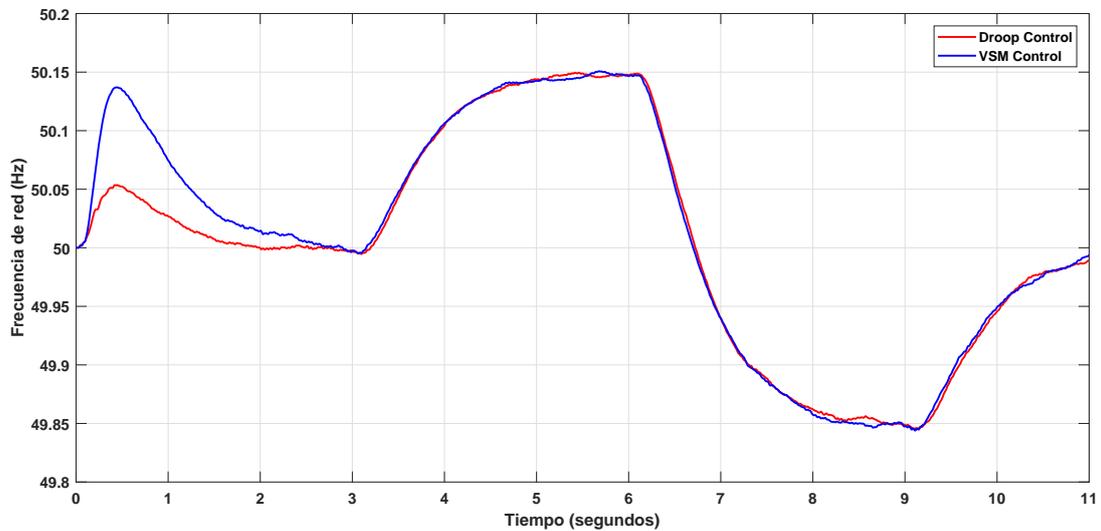


FIGURA 5.40: Análisis de variación de frecuencia: Respuesta temporal de la frecuencia de red

TENSIONES, CORRIENTES Y POTENCIA REACTIVA DE LA RED

En la figura 5.41 se muestra la evolución temporal para el sistema *Droop* de las tensiones y corrientes trifásicas de la red eléctrica; así como la potencia reactiva de esta.

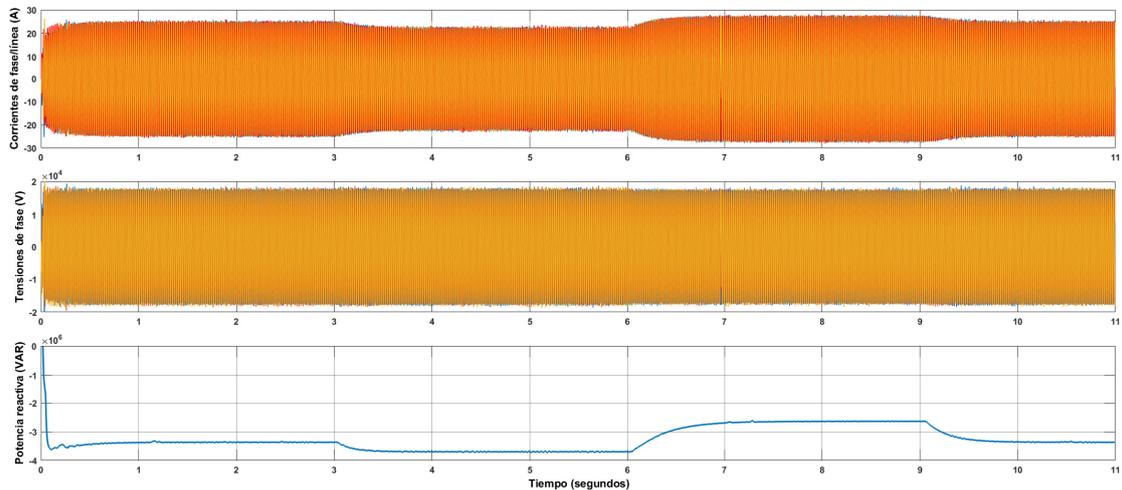


FIGURA 5.41: Análisis de variación de frecuencia: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema Droop Control

En segundo lugar, en la figura 5.42, se muestra la evolución temporal para el sistema *VSM* de las tensiones y corrientes trifásicas de la red eléctrica; así como la potencia reactiva de esta.

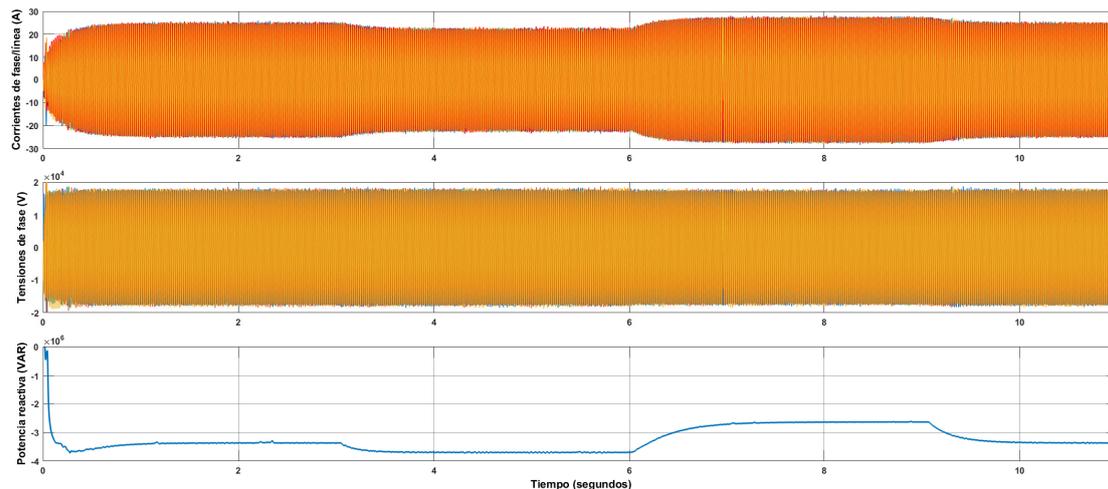


FIGURA 5.42: Análisis de variación de frecuencia: Tensiones de fase, corrientes de fase/línea y potencia reactiva de la red eléctrica para el sistema VSM Control

Tal y como ha quedado plasmado en las gráficas anteriormente mostradas el comportamiento de ambos sistemas de control se corresponde con los supuestos indicados al inicio de la sección. Para incrementos de frecuencia ambos controles reducen la cantidad de energía vertida sobre la red, y para decrementos de frecuencia ocurre lo contrario. En este sentido la respuesta del control *Droop* y del *VSM* además de ser adecuadas son prácticamente idénticas, de modo que en lo referente a la robustez de los dos sistemas frente a variaciones de frecuencia en la red cabe concluir que no existen diferencias notables.

Por otro lado, en cuanto a la validez de operación de los sistemas ensayados en casos de variación de frecuencia de la red, cabe concluir que ambos son capaces de verter energía a la red eléctrica manteniendo la amplitud de la tensión.

5.1.3.4. Funcionamiento en conexión con una red de potencia auxiliar

Anteriormente se ha estudiado el comportamiento del aerogenerador estando este conectado de forma aislada a cargas independientes y estando conectado a una red eléctrica. En la presente sección se realiza un estudio del funcionamiento del sistema de control del aerogenerador estando este conectado a una red de potencia auxiliar que entregue energía a la carga sí solo sí el sistema de aerogeneración no entrega la suficiente energía a esta. De esta forma se pretende estudiar la regulación de inyección de energía del sistema de control cuando se está conectado a otras fuentes de energía.

Objetivos de la simulación:

- Verificar que el funcionamiento del sistema de control *GSC* es capaz de operar correctamente en conexión con una red eléctrica auxiliar para alimentar cargas o absorber energía cuando sea necesario
- Evaluar y comparar el funcionamiento de los sistemas *Droop* y *VSM*, con el fin de discernir algún tipo de diferencia relevante entre estos.

Condiciones de la simulación:

- El generador gira a velocidad constante y nominal, permitiendo incorporar cargas para todo el rango de potencia de la máquina.

- Las simulaciones se realizan con el sistema conectado a una red auxiliar y vertiendo energía a cargas resistivas, inductivas y capacitivas.
- El sistema de control GSC tiene como finalidad inyectar un nivel determinado de potencia a las cargas, de esta forma cuando el consumo energético sea superior a la referencia de inyección de potencia el sistema auxiliar aportará la diferencia para alimentar adecuadamente las cargas RLC.
- Referencia de inyección potencia 1: Desde el inicio se establece una inyección de potencia de 3MW.
- Referencia de inyección potencia 2: Aumento en la referencia de inyección de potencia de 2MW a los 5s
- Referencia de inyección potencia 3: Disminución en la referencia de inyección de potencia de 2MW a los 8s
- Carga inicial: El sistema se inicia con una carga resistiva equivalente a 4MW.
- Carga 1: Conexión de una carga resistiva equivalente a 1MW a los 3s.
- Carga 2: Conexión a los 5s de una carga resistiva equivalente a 1,5MW y de una carga inductiva equivalente a 0,5MVAR
- Carga 3: Desconexión a los 7s de una carga resistiva equivalente a 3,5MW y de una carga inductiva equivalente a 0,5MVAR.
- Carga 4: Conexión de una carga capacitiva equivalente a 1MVAR a los 8s.

POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

En primer lugar, en la figura 5.43, se muestra la respuesta temporal de las potencias activa y reactiva medidas en los bornes del transformador trifásico de alta tensión.

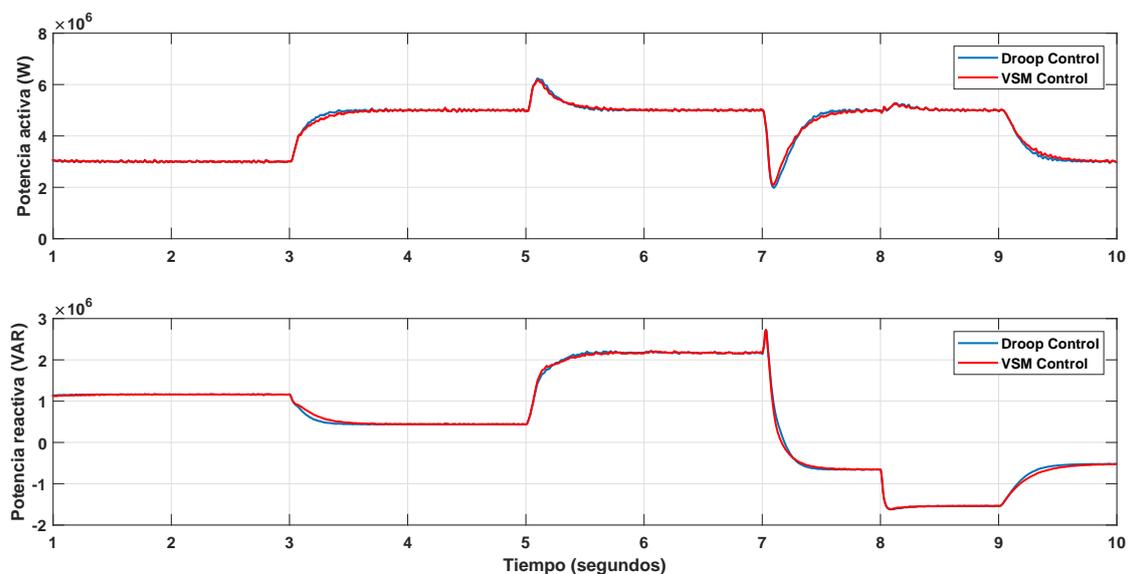


FIGURA 5.43: Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales de potencia activa y reactiva en el convertidor de potencia

POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN LA RED AUXILIAR

En segundo lugar, en la figura 5.44, se muestra la respuesta temporal de las potencias activa y reactiva medidas en los bornes de la fuente trifásica que modela la red auxiliar.

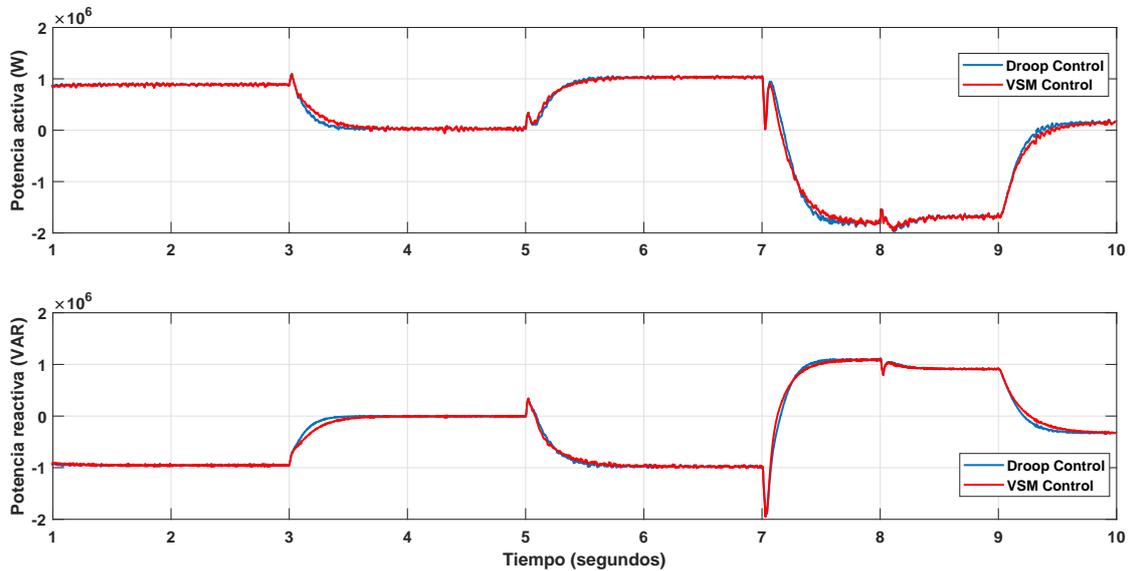


FIGURA 5.44: Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales de potencia activa y reactiva en la red auxiliar

POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN LA CARGA

En tercer lugar, en la figura 5.45, se muestra la respuesta temporal de las potencias activa y reactiva medidas la carga.

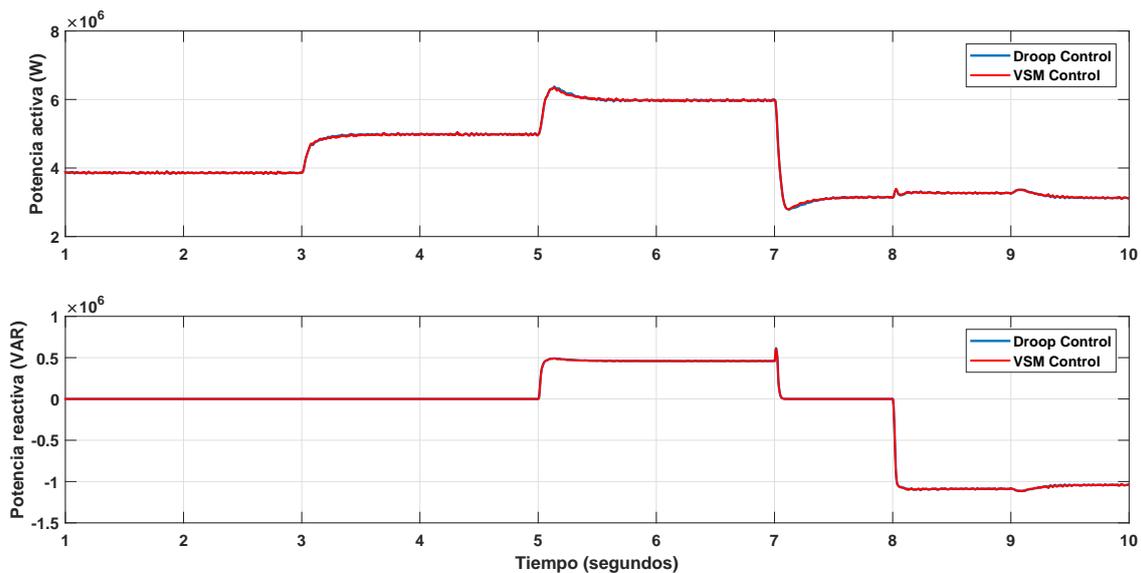


FIGURA 5.45: Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales de potencia activa y reactiva en la carga

DROOP CONTROL: TENSIONES, CORRIENTES Y FRECUENCIA EN BORNES DEL TRANSFORMADOR

En cuarto lugar, en la figura 5.46, se muestra la evolución temporal para el control *Droop* de las tensiones de fase, corrientes de fase/línea y frecuencia medidas en los bornes del transformador trifásico de alta tensión.

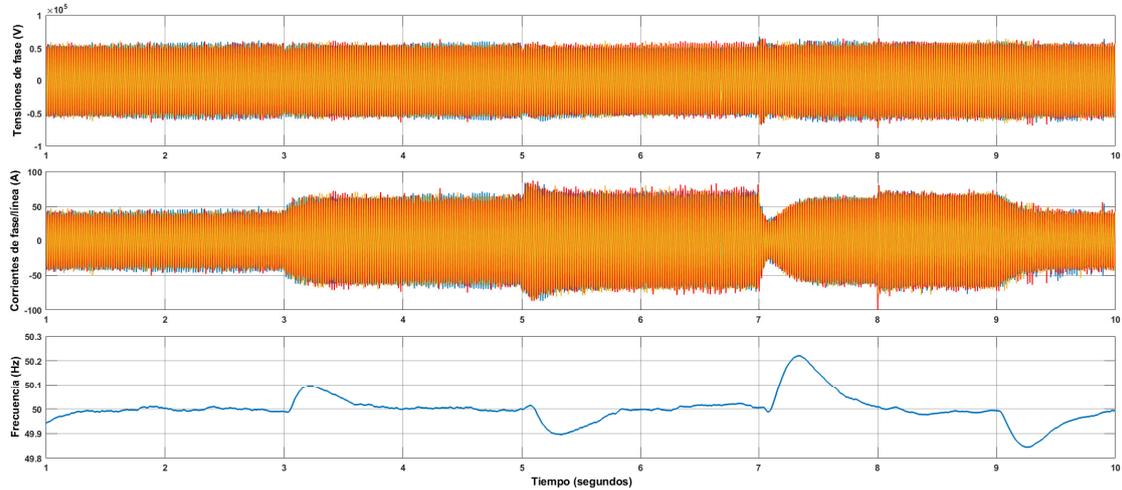


FIGURA 5.46: Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales para el control Droop de la tensión de fase, las corrientes de fase/línea y la frecuencia en los bornes del secundario del transformador trifásico

VSM CONTROL: TENSIONES, CORRIENTES Y FRECUENCIA EN BORNES DEL TRANSFORMADOR

Por último, en la figura 5.47, se muestra la evolución temporal para el control *Virtual Synchronous Machine* de las tensiones de fase, corrientes de fase/línea y frecuencia medidas en los bornes del transformador trifásico de alta tensión.

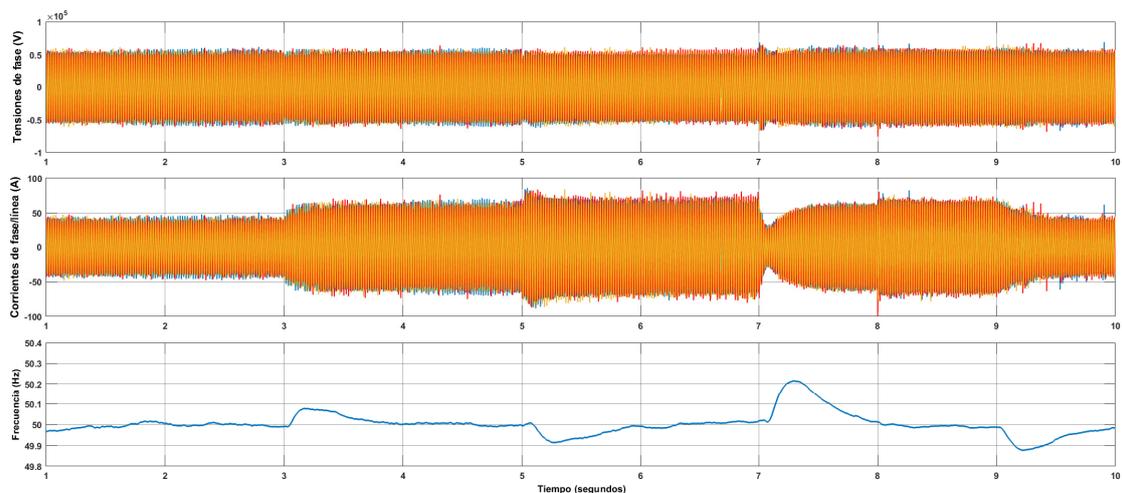


FIGURA 5.47: Funcionamiento con una red auxiliar: Respuestas temporales para el control VSM de la tensión de fase, las corrientes de fase/línea y la frecuencia en los bornes del secundario del transformador trifásico

La interacción y gestión energética del sistema de control compartiendo cargas RLC con una red de potencia auxiliar se efectúa adecuadamente para ambas técnicas de control. Se observa que el sistema de control inyecta la potencia activa de consigna a las cargas y la red auxiliar no interacciona hasta que la referencia de potencia activa es superior o inferior al consumo de la carga.

En el caso de que los consumos de potencia activa y reactiva puedan ser garantizados mediante la energía inyectada desde el aerogenerador el sistema auxiliar no vierte ni absorbe energía. Si los consumos de potencia activa o reactiva son superiores al aporte energético del aerogenerador la red auxiliar suple la diferencia de estas aportando la cantidad exacta de energía que requiere el sistema. Por el contrario, si el aerogenerador vierte más energía que la requerida por la carga, la red auxiliar actúa absorbiendo este excedente.

En cuanto a lo que a su respuesta dinámica se refiere, ambas técnicas de control presentan resultados similares, no siendo apreciables diferencias notables entre estos.

Por su parte, en lo referente a la validez de operación de los sistemas ensayados, cabe concluir que ambos son capaces de alimentar las cargas y verter energía a la red auxiliar manteniendo las consignas tanto de amplitud de la tensión como de su frecuencia.

5.2. Conclusiones

Las conclusiones más relevantes obtenidas tras el análisis de los resultados presentados anteriormente se indican a continuación.

- El sistema aeromecánico de dos masas y el control de Pitch implementados modelan correctamente las dinámicas de velocidad de giro de la turbina para condiciones de viento no extremas, garantizando el seguimiento de la referencia de velocidad de rotación óptima para velocidades de viento inferiores a la nominal.
- El control *FOC* propuesto e implementado en el *Machine-Side Converter* resulta apto para aplicaciones de aerogeneración marina de alta potencia. Por un lado permite una extracción energética eficiente en todo su rango de funcionamiento; y por otro, garantiza la estabilidad del nivel de tensión dentro de unos límites adecuados en el enlace de corriente continua del doble convertidor *Back-to-Back*, independientemente de la velocidad de giro del generador y el consumo energético.

Sin embargo presenta limitaciones en lo que a velocidad de respuesta se refiere, siendo incapaz de garantizar la estabilidad del nivel de tensión del *DC-Link* en casos en los que la potencia de consumo o de inyección en red varía muy rápidamente.

- El control *VOC* propuesto e implementado en el *Grid-Side Converter* es capaz satisfacer los requerimientos energéticos de las cargas o redes conectadas, todo ello trabajando en colaboración con el sistema *MSC* y proveyendo energía de forma estable y sin respuestas agresivas que amenacen la integridad de los componentes del sistema. En este sentido se ha verificado la capacidad del sistema y de las dos estrategias de control estudiadas para operar de forma aislada, conectado a una red eléctrica y en colaboración con sistemas de almacenamiento energético auxiliares.

Por su parte, las mediciones mostradas reflejan la capacidad del control para garantizar un nivel de tensión y frecuencia estables con una distorsión armónica del orden del 10 %

- La operación del sistema GSC en modo aislado no presenta diferencias ni ventajas notables entre las estrategias *Virtual Synchronous Machine* y *Droop*.
- La respuesta dinámica del sistema *Virtual Synchronous Machine* en modo de conexión a red ofrece mejor comportamiento frente al control *Droop*, la inercia virtual suaviza las transitorios del control en el sistema y reduce las sobreoscilaciones en las respuestas temporales de potencia y frecuencia de la red. En cuanto a la rapidez de ambos sistemas cabe resaltar que presentan tiempos de respuesta similares, siendo el control *Droop* quien ofrece respuestas más rápidas ante cambios en la consigna de inyección de potencia.
- La robustez de los sistemas *Virtual Synchronous Machine* y control *Droop* ante variaciones en la capacitancia en el filtro de la red es similar, no presentándose diferencias inestables entre ellos. Para incrementos de capacitancia la respuesta dinámica se ve notablemente más afectada que ante variaciones negativas, produciéndose un aumento significativo en las oscilaciones.
- La robustez de los sistemas *Virtual Synchronous Machine* y control *Droop* ante cambios en la frecuencia de la red eléctrica es similar y apta, respondiendo de acuerdo al sentido físico de estas variaciones. Si la frecuencia de red se incrementa y por tanto hay una sobreproducción energética, el sistema vierte menos potencia. En el caso opuesto, si la frecuencia se ve reducida y hay una carencia de potencia, el sistema vierte a la red mayor cantidad de energía.
- La interacción y gestión energética del sistema de control compartiendo cargas RLC con una red de potencia auxiliar se efectúa correctamente y de forma equivalente para ambas técnicas de control. El sistema de control del *Grid-Side Converter* inyecta la potencia activa de consigna a las cargas y la red auxiliar no interacciona hasta que la referencia de potencia activa es superior o inferior al consumo de la carga. En el primer caso absorbe el excedente de energía y en el caso contrario asume el consumo extra del sistema.

5.3. Propuestas y mejoras para futuros trabajos

Tras la realización y conclusión del estudio se proponen varias mejoras o ideas que sirvan de iniciación para futuros trabajos relativos a la línea de investigación de este texto.

- La interacción entre el sistema de control implementado en un aerogenerador y su comportamiento estructural están fuertemente conectados, por ello para garantizar la integridad estructural tanto estática como dinámica es preciso realizar un estudio incorporando un modelo aeromecánico más completo que la simplificación de dos masas empleada en el presente estudio. Se abre, por tanto, una importante línea de trabajo en este campo.
- La conexión del sistema de generación con la red eléctrica debe realizarse en condiciones de igualdad de tensión y frecuencia en el momento preciso que permita un acople preciso y suave. Para lograrlo se hace uso de sistemas de sincronización no considerados en este estudio y que pueden ser objeto de mejora en posteriores trabajos.

- En los grandes parques eólicos marinos la energía vertida a la red se lleva a cabo desde muchos aerogeneradores conectados entre sí. Es por esto que, desde el punto de vista del control de red, la influencia de unos generadores con otros es realmente importante. En este sentido, realizar un estudio con varias turbinas conectadas en paralelo es fundamental para evaluar la estabilidad del sistema eléctrico global.
- El conexionado del sistema de generación con la red eléctrica debe realizarse de forma progresiva. En relación con esto se propone la implementación de un sistema que mejore y suavice la respuesta transitoria en el instante de conexión.
- El modelo mecánico implementado y sus sistema de control de ángulo de Pitch no han sido dimensionados para realizar un control de potencia/velocidad efectivo en casos de grandes rachas de viento. Como mejora del presente control se propone realizar la regulación de estos supuestos de viento desfavorables.
- En la realización del estudio se ha implementado un modelo mecánico de dos masas que despreja el comportamiento dinámico de multitud de los elementos que conforman un aerogenerador. Para aumentar el grado de exactitud del modelo y estudiar el comportamiento de los sistemas de control teniendo en cuenta estas dinámicas se propone la implementación de modelos mecánicos de mayor número de masas.

Apéndice A

Bloques de simulación

En el presente apéndice tiene como objetivo facilitar la comprensión del texto presentando la parte práctica del estudio. Para ello se incluyen todos los bloques de simulación implementados en Simulink para la realización del trabajo.

A.1. Modelo completo

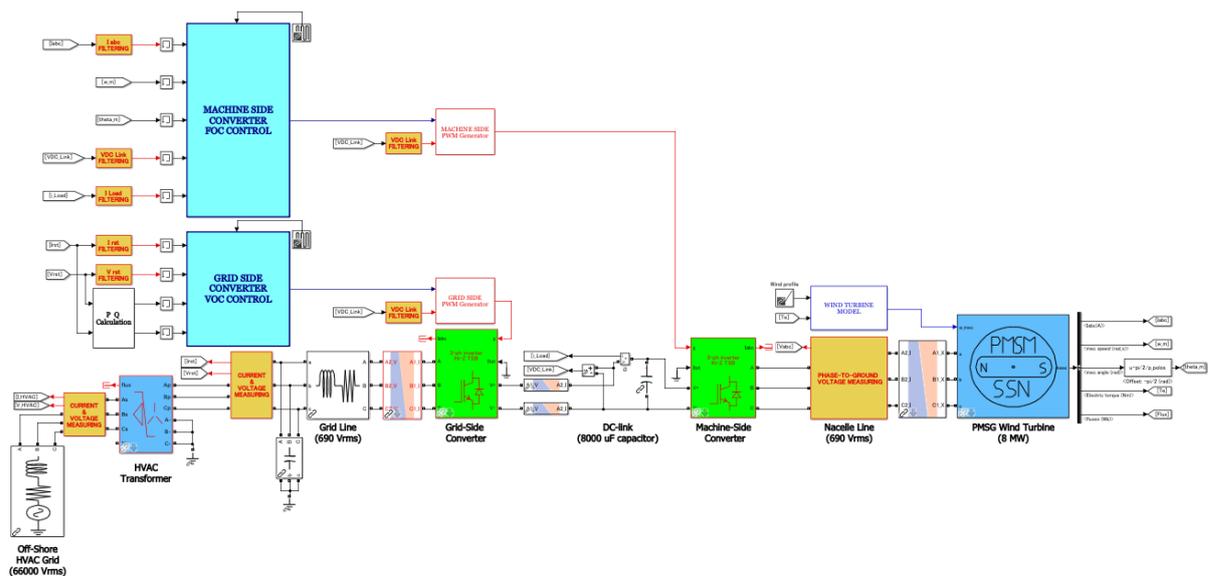


FIGURA A.1: Modelo completo

A.2. Modelo aeromecánico

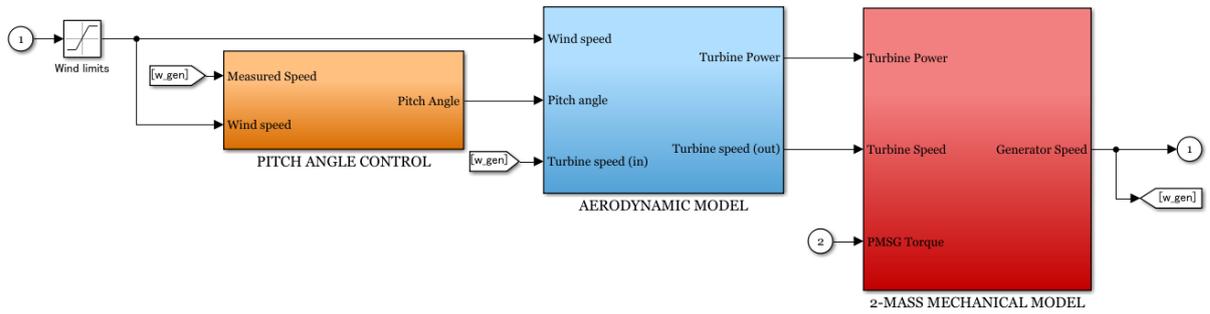


FIGURA A.2: Modelo del sistema aeromecánico

A.2.1. Control del ángulo de Pitch

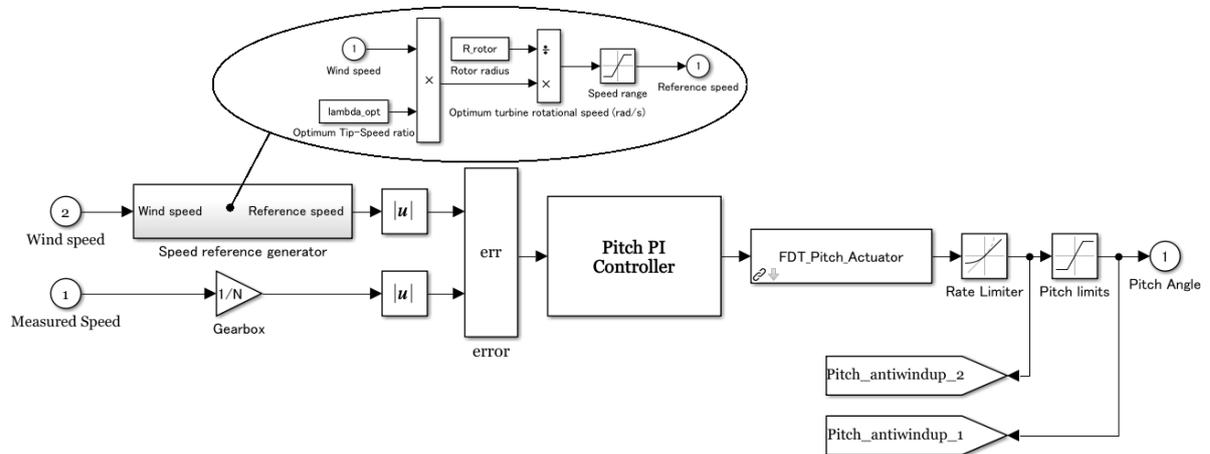


FIGURA A.3: Modelo del sistema de control del ángulo de Pitch

A.2.2. Modelo aerodinámico

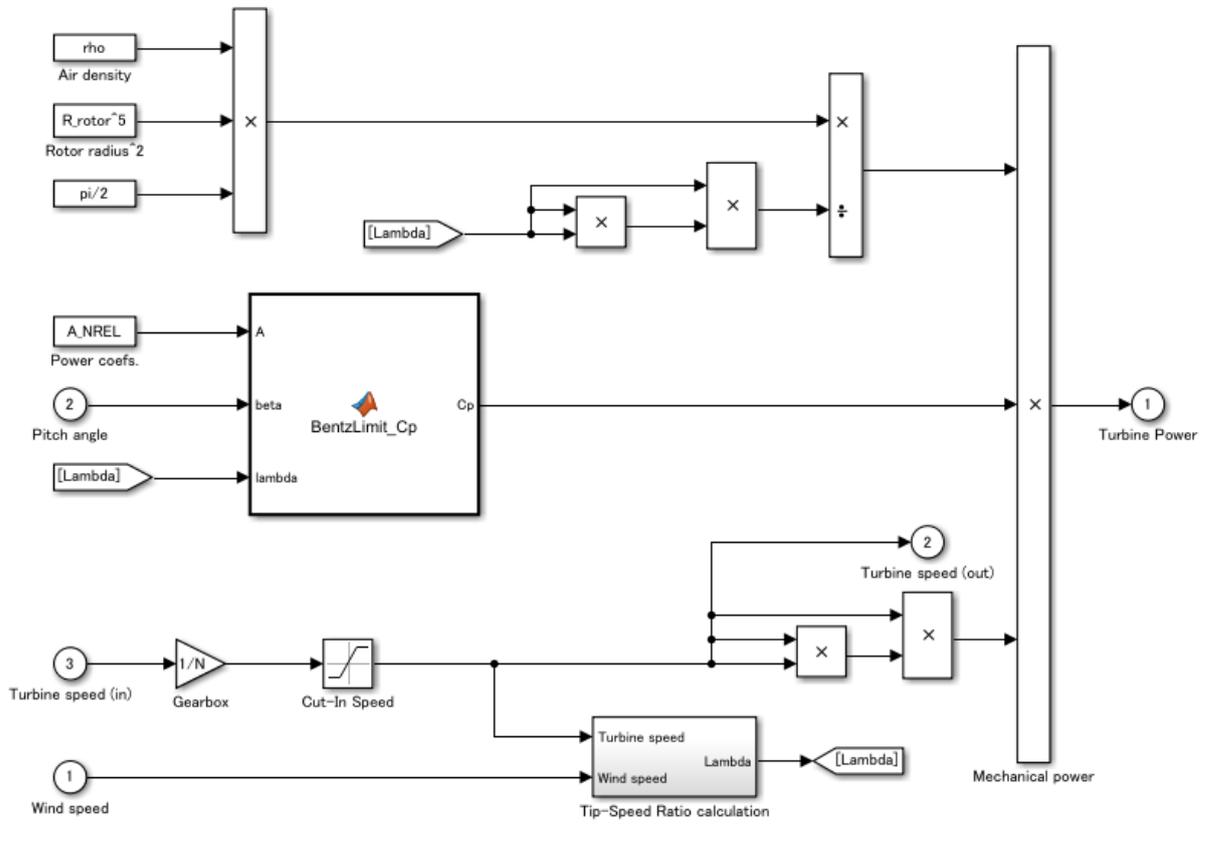


FIGURA A.4: Modelo del sistema aerodinámico

A.2.3. Modelo mecánico

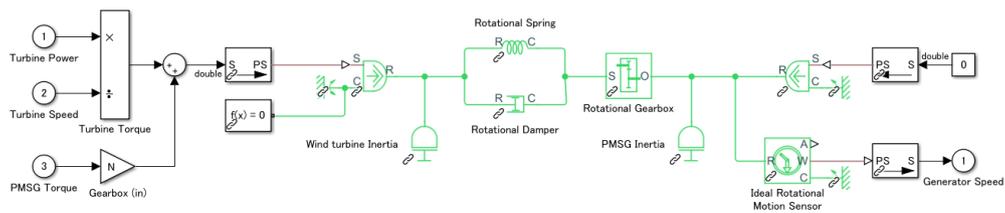


FIGURA A.5: Modelo mecánico de dos masas

A.3. Doble convertidor de potencia Back-to-Back

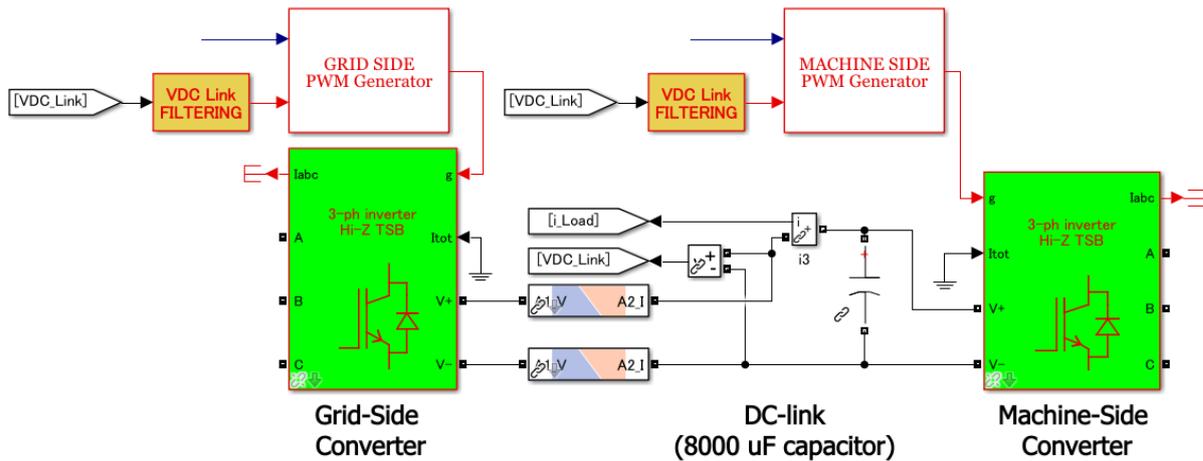


FIGURA A.6: Modelo del doble convertidor Back-to-Back

A.4. Machine-Side

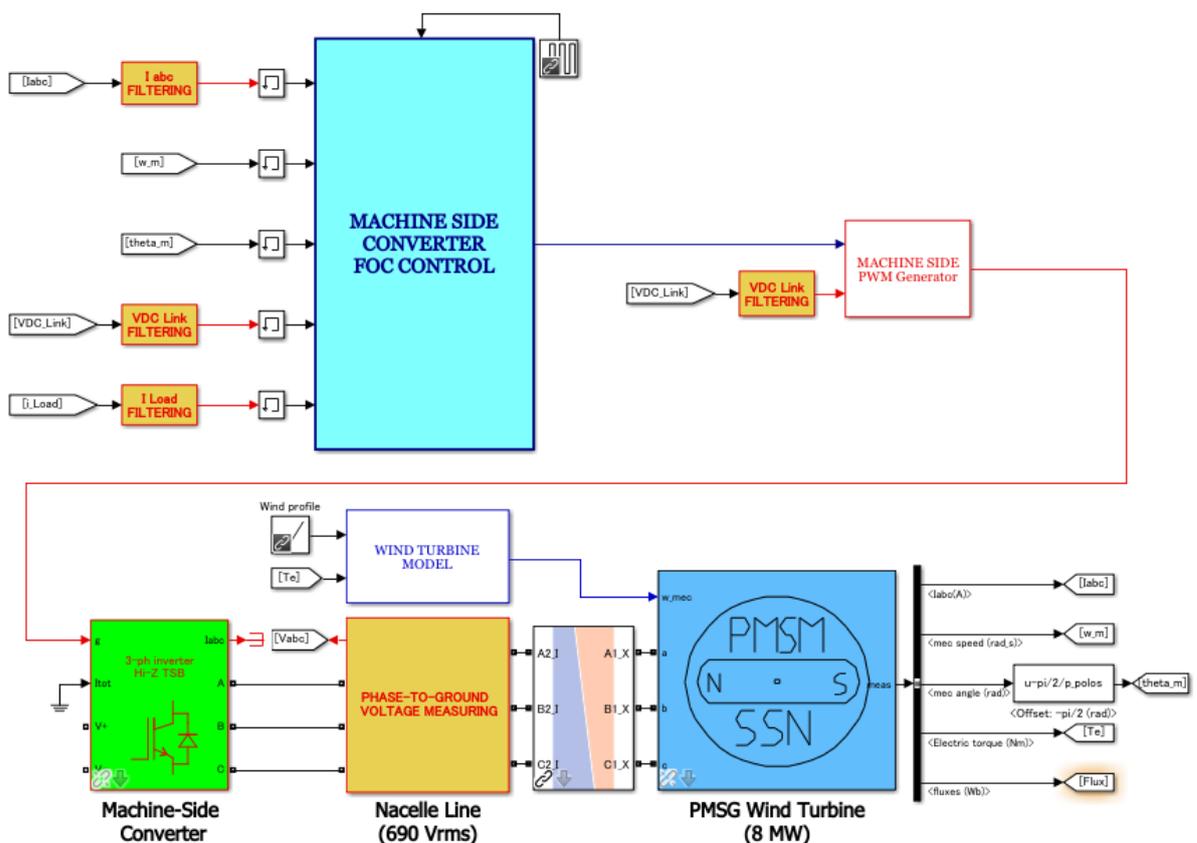


FIGURA A.7: Modelo del control del generador

A.4.1. Control Orientado de Campo

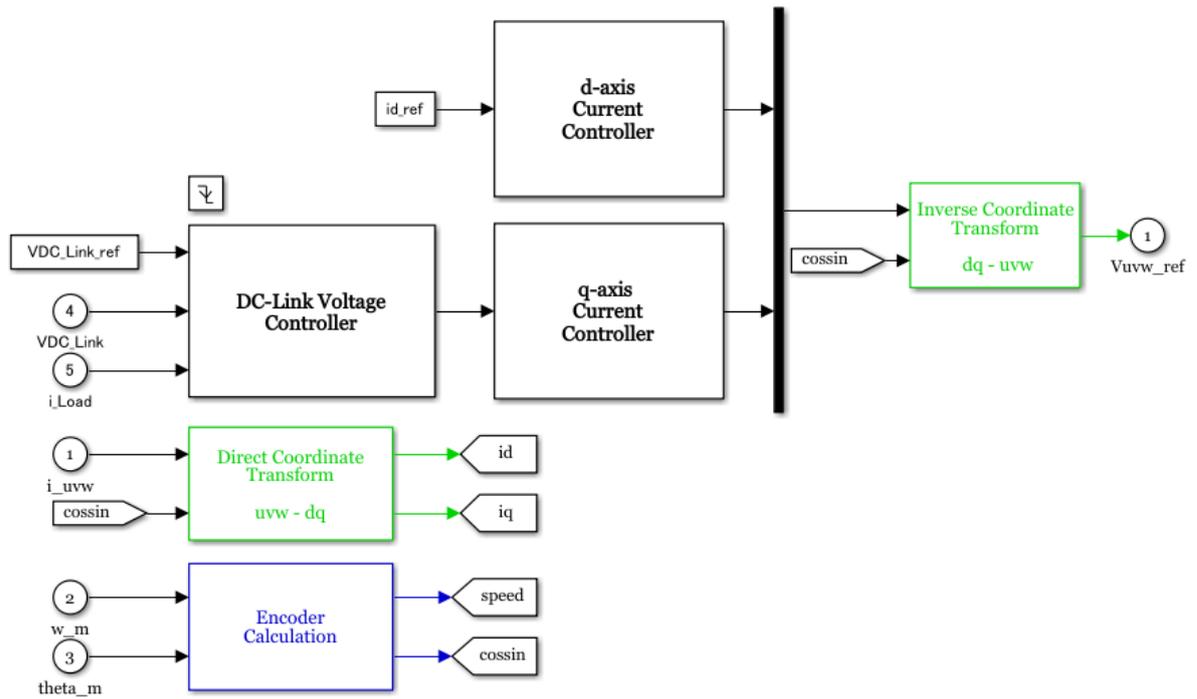


FIGURA A.8: Modelo del Control FOC

A.4.1.1. Controlador de corriente del eje d

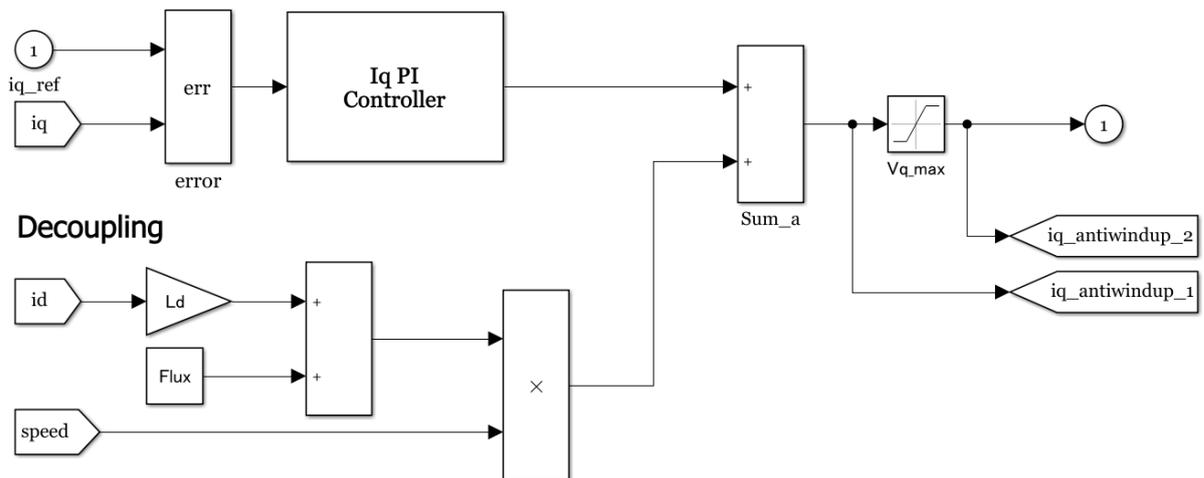


FIGURA A.9: Controlador de corriente del eje d

A.4.1.2. Controlador de corriente del eje q

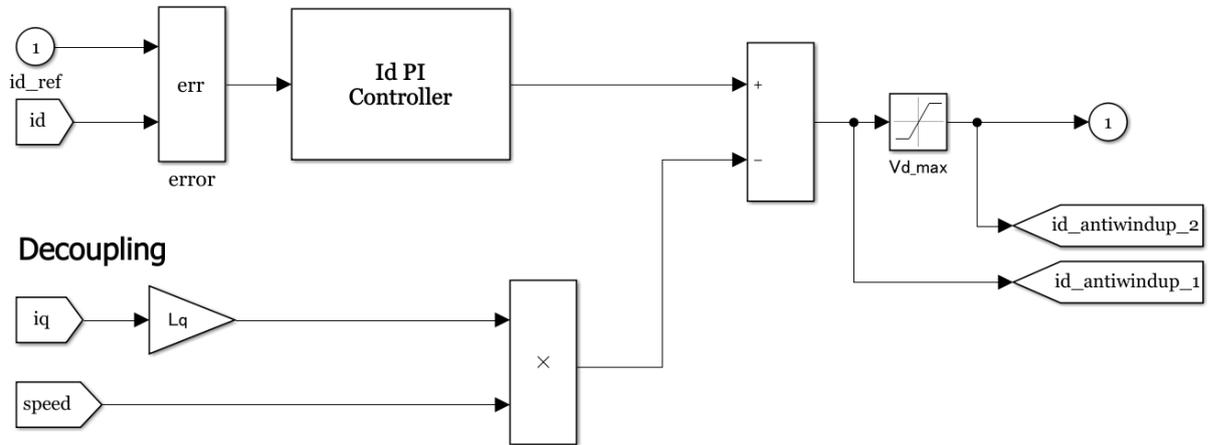


FIGURA A.10: Controlador de corriente del eje q

A.4.1.3. Controlador de tensión del enlace de continua

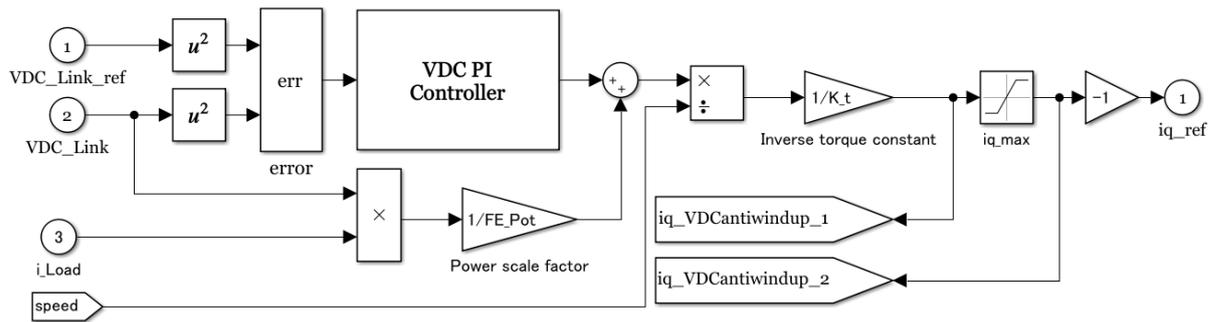


FIGURA A.11: Controlador de tensión del DC-Link

A.5. Grid-Side

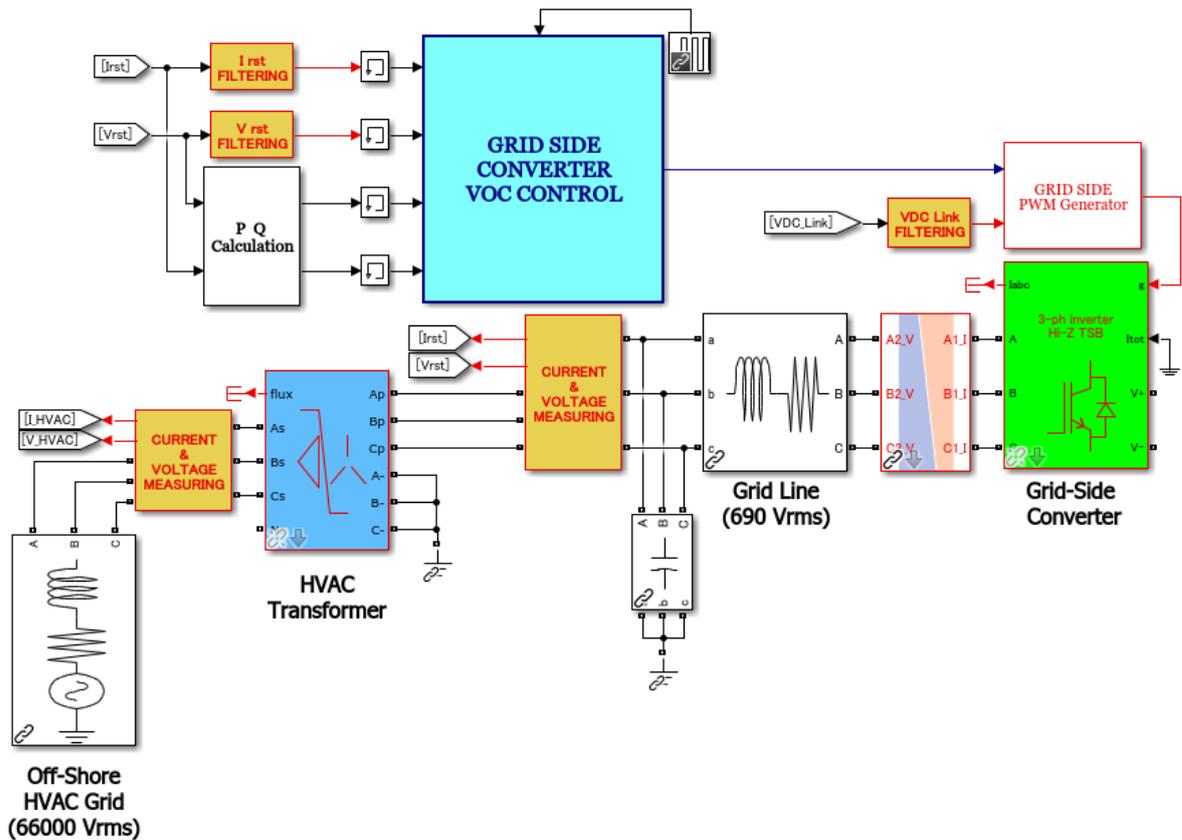


FIGURA A.12: Modelo del control de red

A.5.1. Control Orientado de Tensión

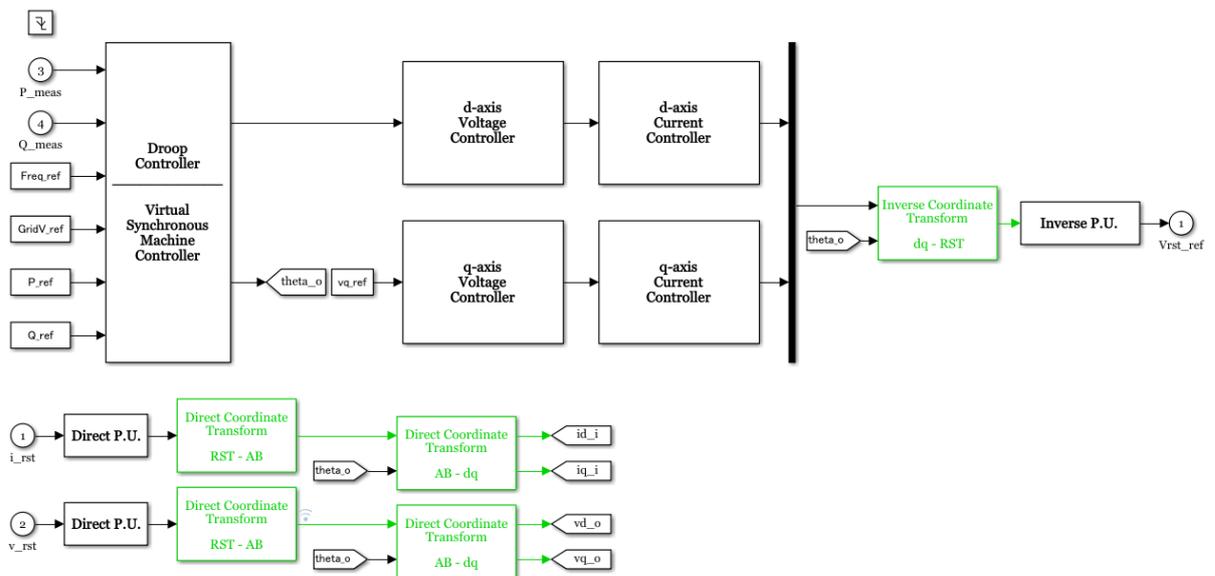


FIGURA A.13: Modelo del control VOC

A.5.1.1. Controlador de tensión del eje d

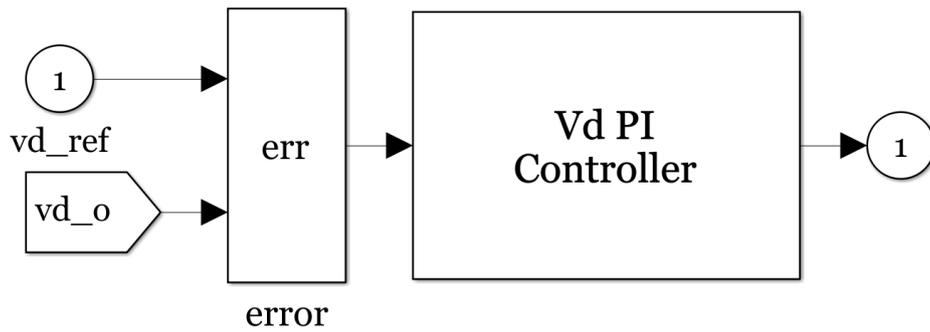


FIGURA A.14: Controlador de tensión del eje d

A.5.1.2. Controlador de corriente del eje d

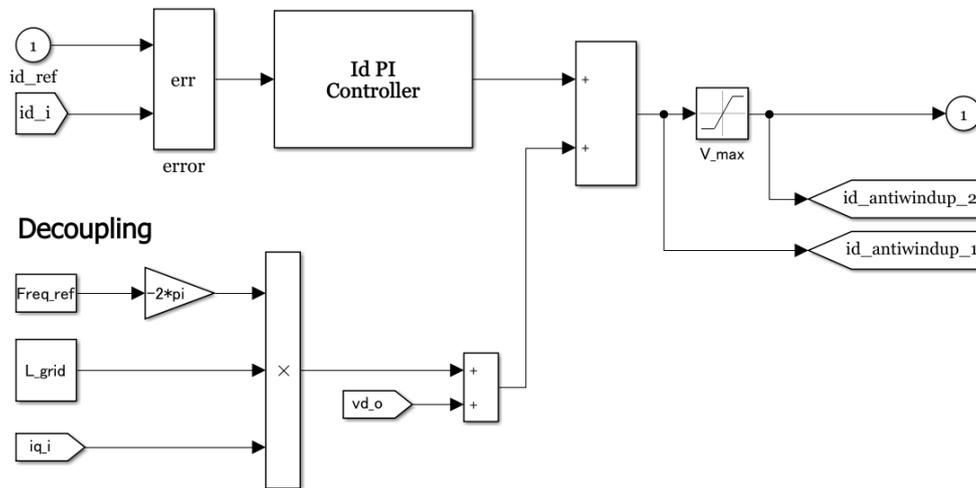


FIGURA A.15: Controlador de corriente del eje d

A.5.1.3. Controlador de tensión del eje q

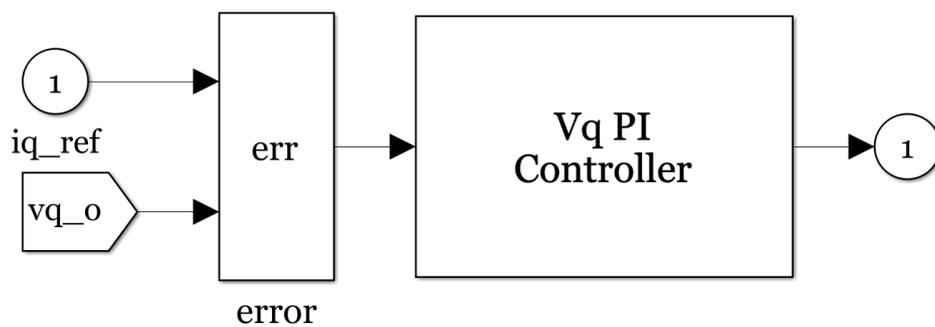


FIGURA A.16: Controlador de tensión del eje q

A.5.1.4. Controlador de corriente del eje q

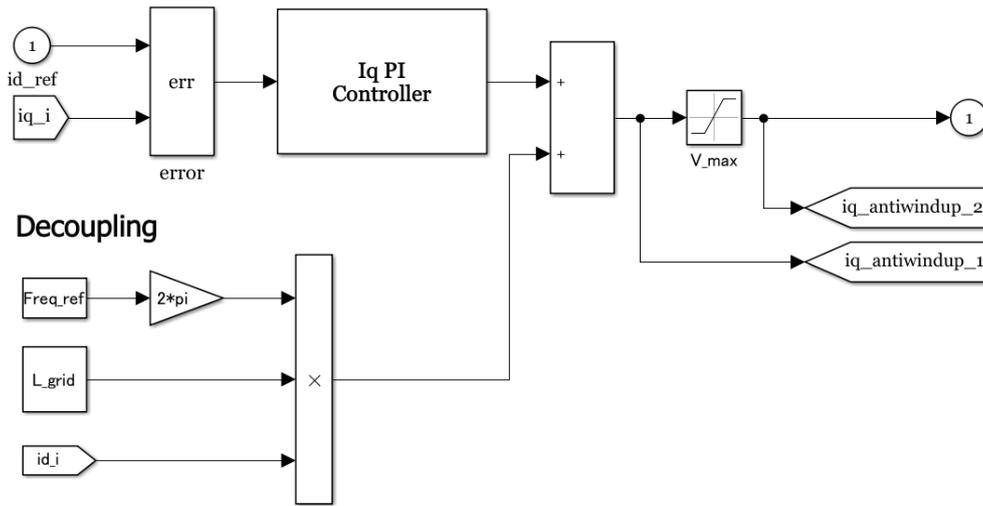


FIGURA A.17: Controlador de corriente del eje q

A.5.1.5. Droop Control

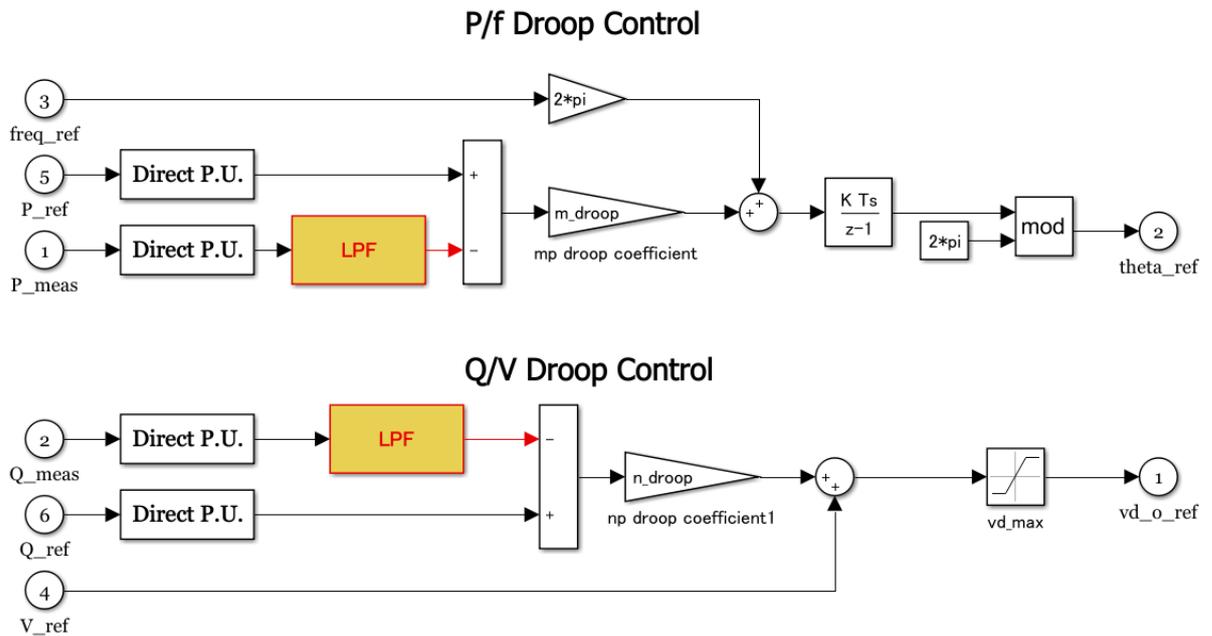


FIGURA A.18: Bucles de control Droop

A.5.1.6. Virtual Synchronous Machine Control

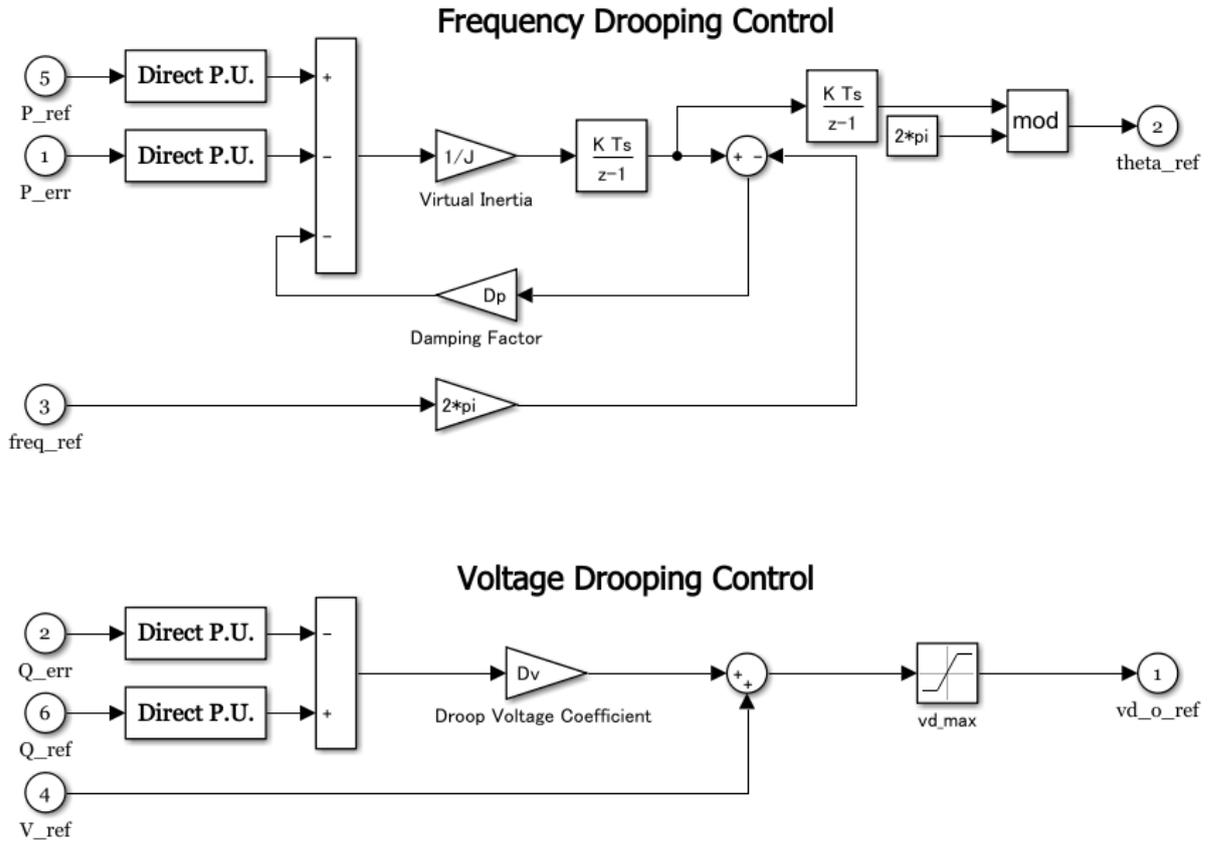


FIGURA A.19: Bucles de control VSM

A.6. Modelo de los reguladores PI

A.6.1. Regulador PI sin desacoplamientos posteriores

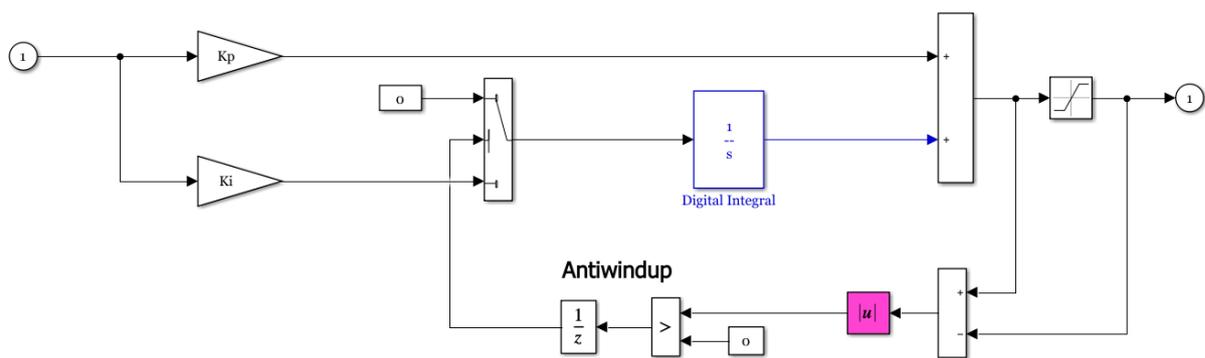


FIGURA A.20: Modelo general de los reguladores PI sin desacoplamientos posteriores

A.6.2. Regulador PI con desacoplamientos posteriores

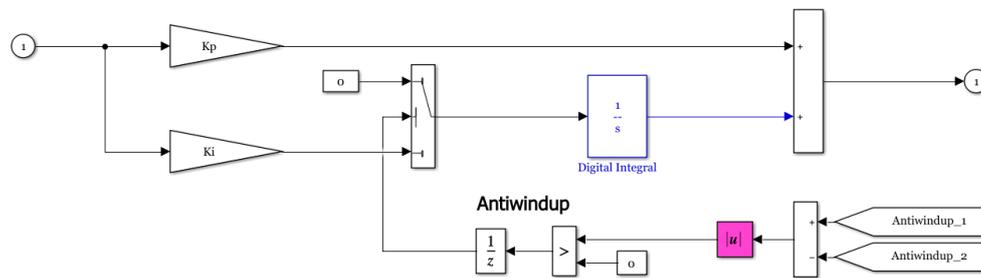


FIGURA A.21: Modelo general de los reguladores PI con desacoplamientos posteriores

Apéndice B

Mediciones directas e indirectas

La debida indicación de todos los aspectos relacionados con la obtención y análisis de resultados resulta fundamental, por ello en el presente apéndice se muestran todos los puntos de medición empleados en las simulaciones del Capítulo 5.

B.1. Mediciones en el Machine-Side Converter

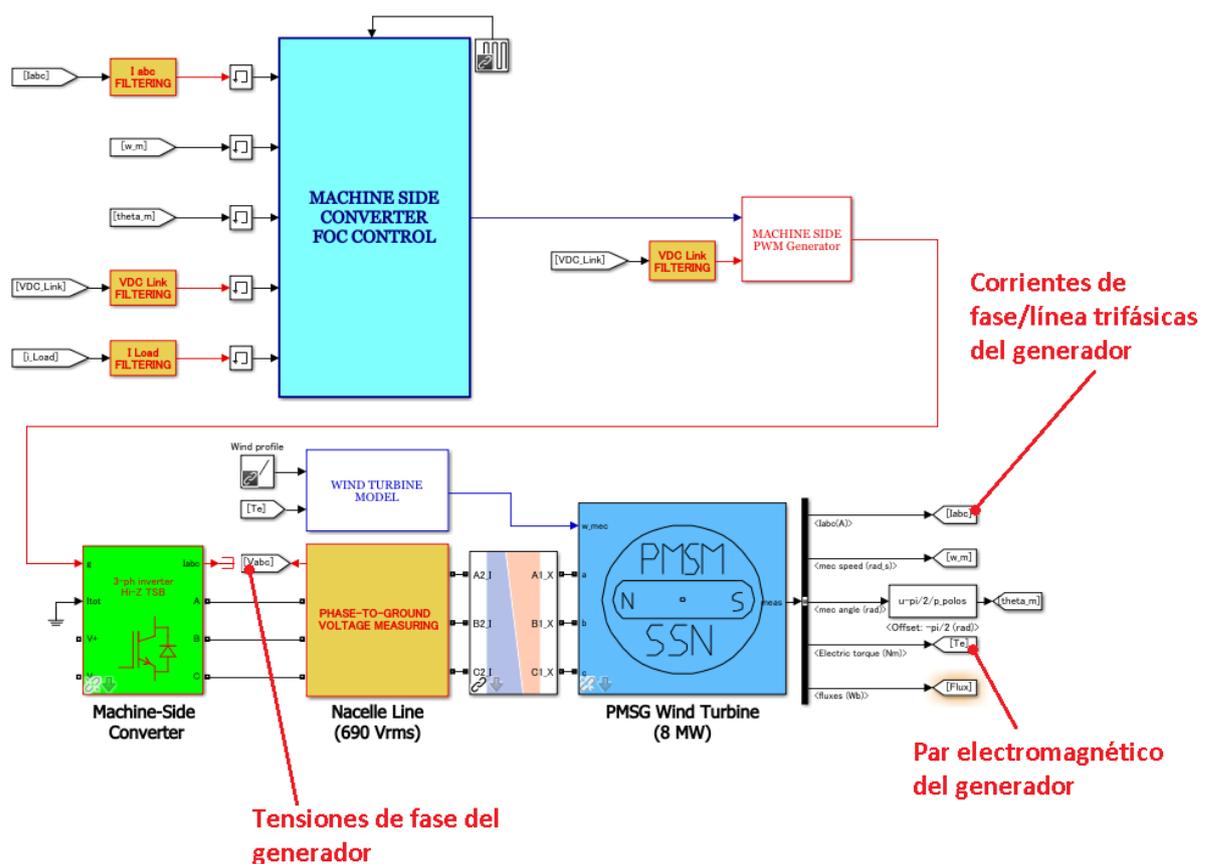


FIGURA B.1: Mediciones directas en el Machine-Side Converter

Mediciones indirectas:

- Potencia activa del PMSG: Se realiza a partir de V_{abc} y I_{abc} .

- Potencia reactiva del PMSG: Se realiza a partir de V_{abc} y I_{abc} .

B.1.1. Mediciones dentro del subsistema de control MSC

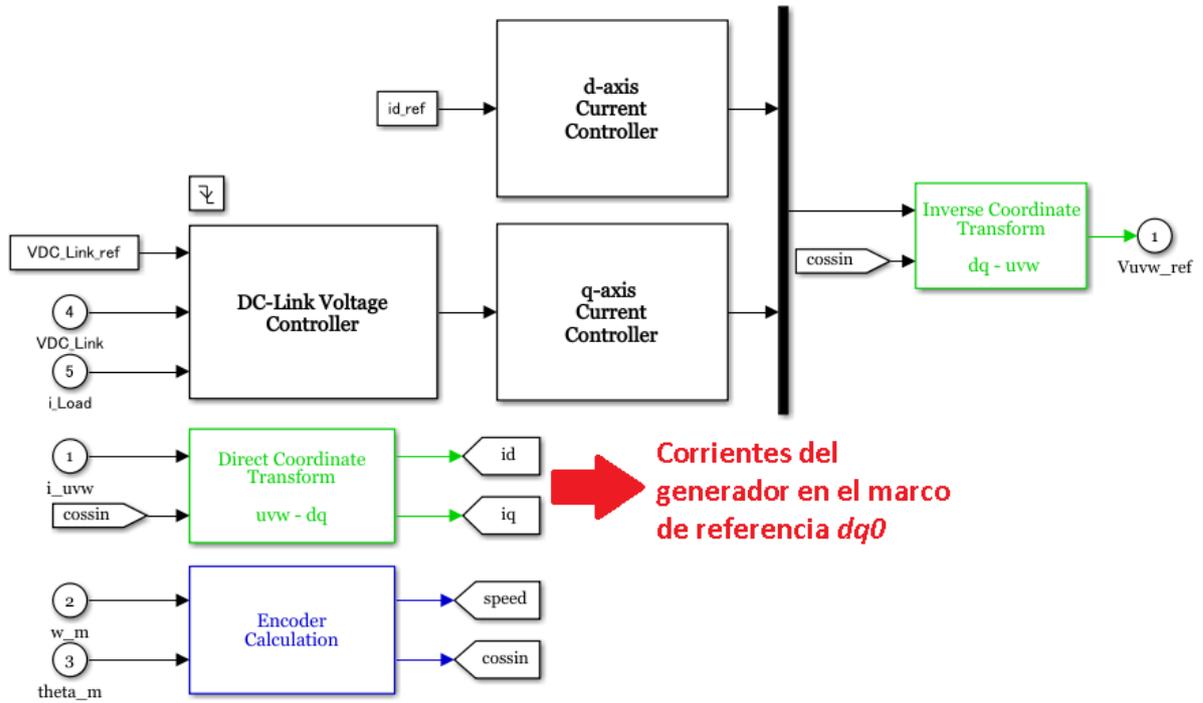


FIGURA B.2: Mediciones directas en el Machine-Side Control

B.1.2. Mediciones dentro del subsistema de aeromecánico

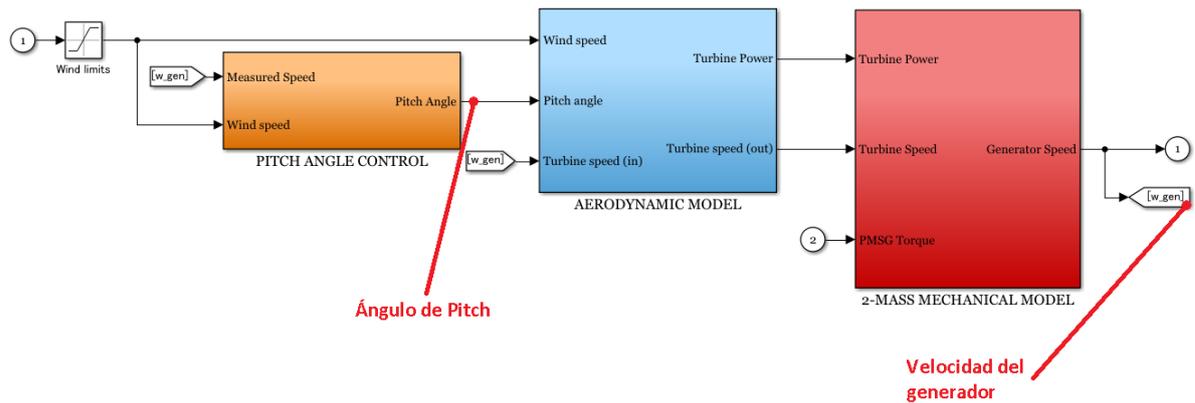


FIGURA B.3: Mediciones directas en el subsistema aeromecánico

B.1.3. Mediciones dentro del subsistema de aerodinámico

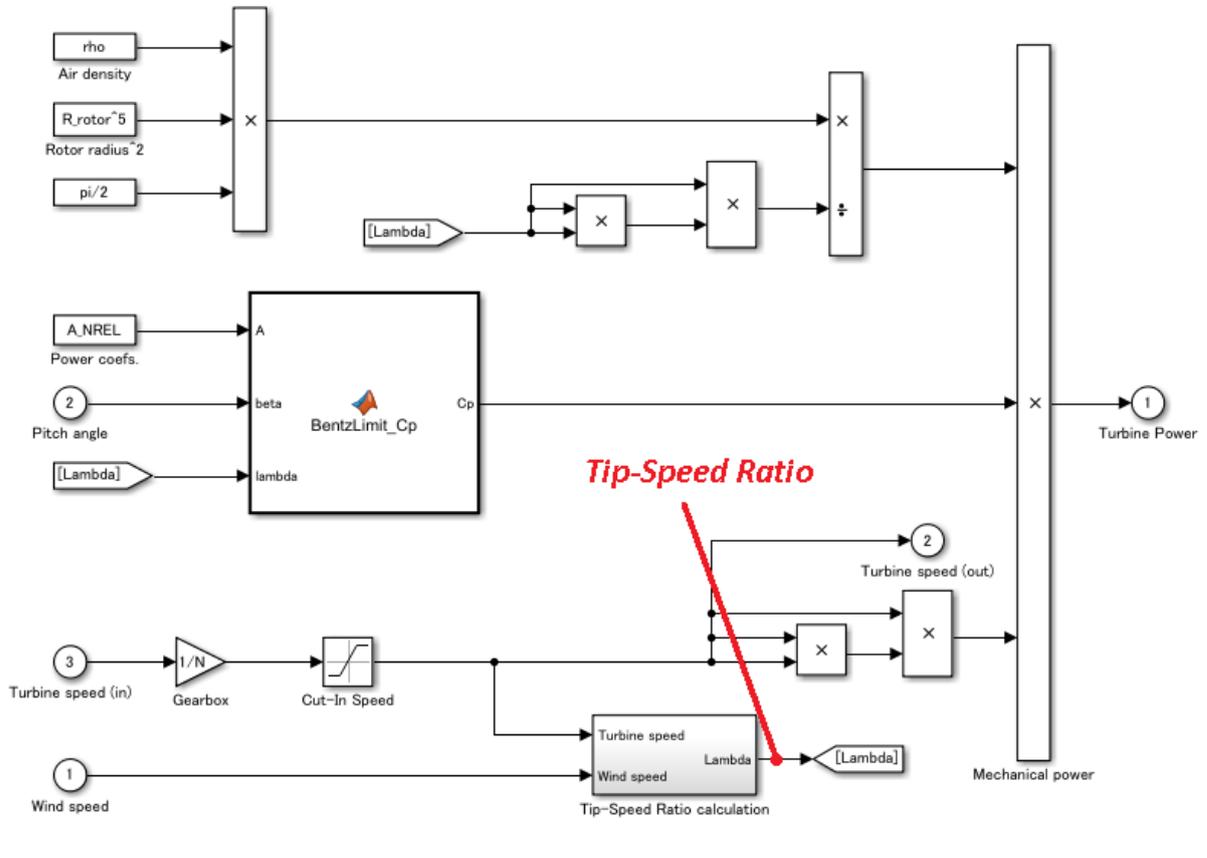


FIGURA B.4: Mediciones directas en el subsistema aerodinámico

B.2. Mediciones en el Back-to-Back Converter

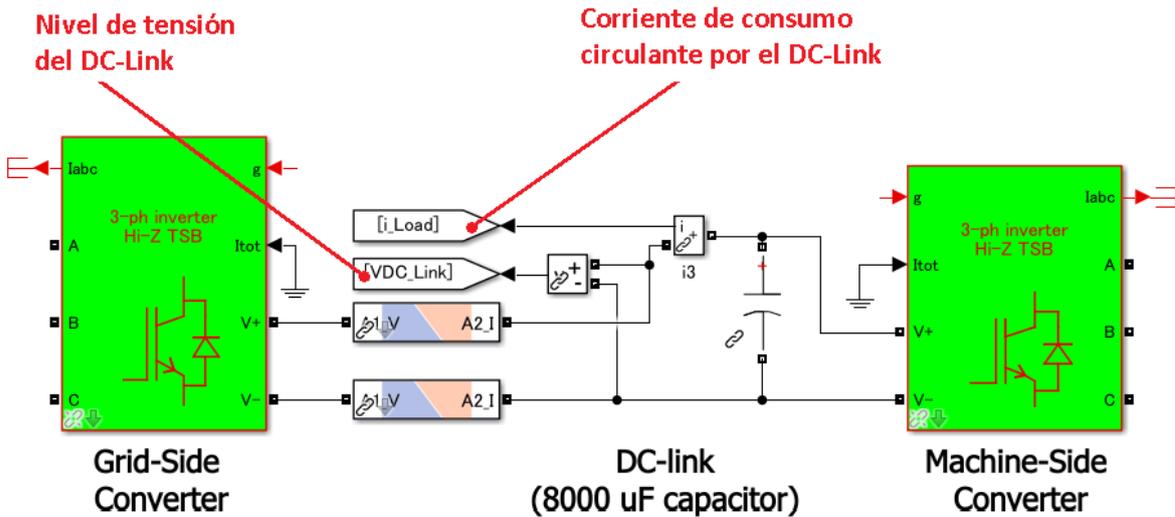


FIGURA B.5: Mediciones directas en el Back-to-Back Converter

Mediciones indirectas:

- Potencia de consumo: Se realiza a partir de $V_{DC_{Link}}$ y i_{load} .

B.3. Mediciones en el Grid-Side Converter

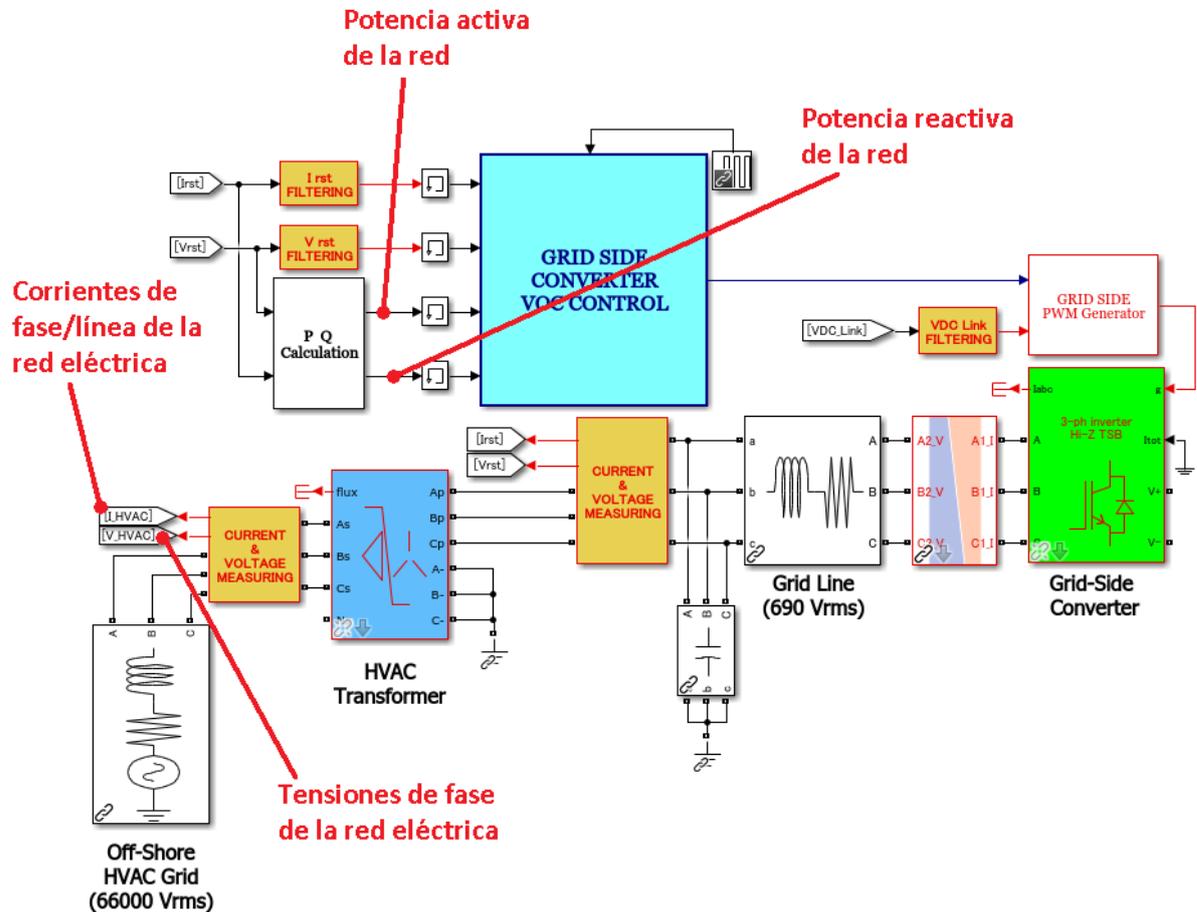


FIGURA B.6: Mediciones directas en el Grid-Side Converter

Mediciones indirectas:

- Potencia activa de la red: Se realiza a partir de V_{rst} y I_{rst} .
- Potencia reactiva de la red: Se realiza a partir de V_{rst} y I_{rst} .
- Frecuencia de la red: Se realiza a partir de V_{HVAC} y I_{HVAC} mediante un bloque PLL.
- Distorsión armónica: Se realiza a partir de V_{HVAC} y I_{HVAC} .

B.3.1. Mediciones dentro del subsistema de control GSC

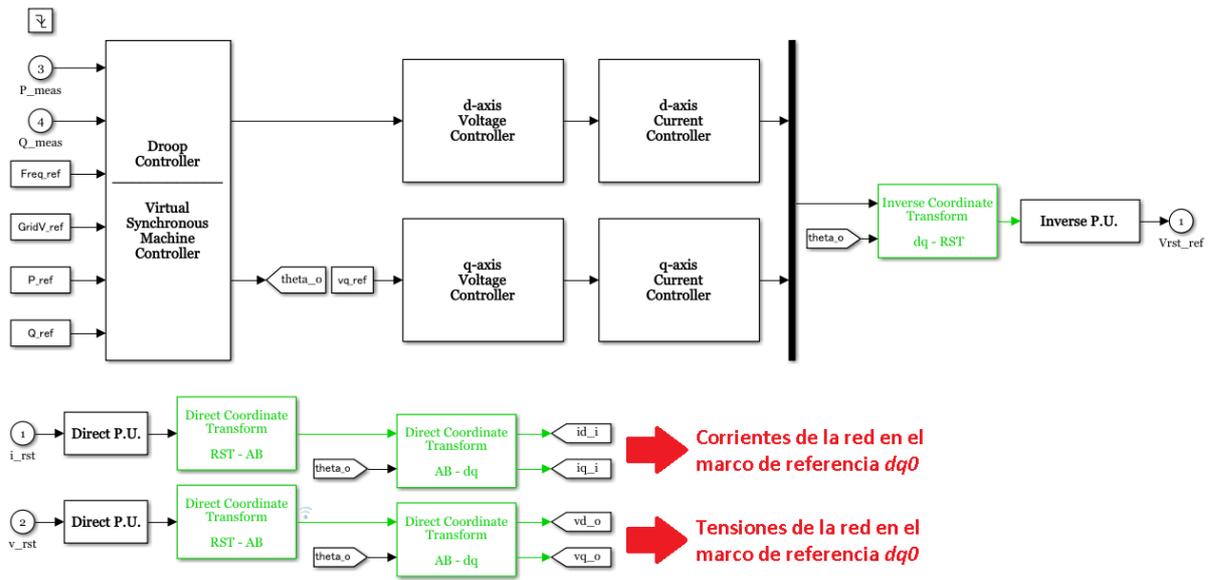


FIGURA B.7: Mediciones directas en el Grid-Side Control

Bibliografía

- Ackerman (2005). *Wind power in power systems*. John Wiley y Sons.
- Alipoor y col. (2014). «Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia». En: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 3, págs. 451-458.
- Andrade y col. (2015). «Distributed control strategy for a wind generation systems based on PMSG with uncontrolled rectifier HVDC connection». En: *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, págs. 982-986.
- Are (2011). «Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids». En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5, págs. 394-395.
- Baktiono (2012). «A study of Field-Oriented Control of a Permanent Magnet Synchronous Generator and Hysteresis Current Control for wind turbine application». Tesis de mtría. Ohio State University.
- Bariša y col. (2015). «Control of Generator- and Grid-side Converter for the Interior Permanent Magnet Synchronous Generator». En: *International Conference on Renewable Energy Research and Applications*.
- Bernal (2015). «Integración Híbrida Multipunto en el sistema eléctrico de grandes parques eólicos marinos a través de redes de Alta Tensión en Continua». Tesis doct. Universitat Politècnica de València.
- Chip (2018). «Esquemas de control para microrredes de potencia». Tesis de mtría. Universidad Nacional Autónoma de Mexico.
- Cvetkovic y col. (2015). «Modeling and control of grid-connected voltage-source converters emulating isotropic and anisotropic synchronous machines». En: *IEEE Workshop on Control and Modeling for Power Electronics*, págs. 1-5.
- Darco y col. (2015). «A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids». En: *ELSEVIER Electric Power Systems Research*, págs. 180-197.
- Dhople y col. (2013). «Virtual Oscillator Control for Voltage Source Inverters». En: *UIUC Annual Allerton Conference Allerton House*, págs. 1359-1363.
- DWIA (2020). *Wind Energy - Power Control of Wind Turbines*. <http://www.windpower.org>.
- Errami y col. (2013). «Control of a PMSG based wind energy generation system for power maximization and grid fault conditions». En: *Mediterranean Green Energy Forum* 642, págs. 220-229.
- Farid y col. (2018). «Microgrids Management: Controls and Operation Aspects of Microgrids». En: *IEEE Power and Energy Magazine*, págs. 54-65.
- Freire y col. (2012). «A Comparative Analysis of PMSG Drives Based on Vector Control and Direct Control Techniques for Wind Turbine Applications». En: *Przeglad Elektrotechniczny* 88, págs. 184-187.
- Gajewski y Pienkowski (2016). «Advanced control of Direct-Driven PMSG generator in wind turbine system». En: *Archives of Electrical Engineering* 65, págs. 643-656.
- García-Sanz y Houppis (2012). *Wind energy systems: Control, engineering and design*. CRC Press.
- Ghani y Tahour (2016). *Wind Turbines: Design, Control and Applications*. EXLI4EVA.

- Giménez y Gómez (2011). «Wind generation using different generators considering their impact on power system». En: *Revista de ingeniería DYNA* 78.
- Gross (2019). *MIGRATE WP3 Dissemination Workshop - Towards a 100electronics system: Grid-Forming Control and System-Level Analysis*. Inf. téc. ETH Zürich.
- Guerrero y col. (2004). «A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 19, págs. 200-215.
- Han y col. (2016). «Review of Power Sharing Control Strategies for Islanding Operation of AC Microgrids». En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 7, págs. 200-215.
- Hansen y col. (2001). *Conceptual survey of Generators and Power Electronics dor Wind Turbines*. Inf. téc. Aalborg University y Riso National Laboratory.
- IDAE (2020). *Tecnología eólica*. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica>.
- Kendouli y col. (2012). «High performance PWM converter control based PMSG for variable speed wind turbine». En:
- Koumba y col. (2017). «Wind Turbine Control Based on a Permanent Magnet Synchronous Generator Connected to an Isolated Electrical Network». En: *IEEE Electrical Power and Energy Conference*, págs. 1-7.
- Liyong y col. (2009). «Novel Control Strategy of Power Converter Used To Direct Driven Permanent Magnet Wind Power Generation System». En: *International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System*, págs. 456-459.
- Monshizade y col. (2015). «A Communication-Free Master-Slave Microgrid with Power Sharing». En: *ARXIV Cornell University* 27, págs. 4734-4749.
- Oana (2009). «Sensorless Vector Control of PMSG for wind turbine applications». Tesis de mtría. Aalborg University.
- Oñate (2016). «Control de potencia activa y reactiva en un convertidor Back-to-back usando máquinas virtuales síncronas». Tesis de mtría. Universidad Autónoma de Occidente.
- Ortega (2006). «Convertidor Matricial CA-CA Trifásico PWM: Simulación e Implementación». Tesis de mtría. Universidad de las Américas Puebla.
- Peña y col. (2016). «A Voltage and Frequency Control Strategy for Stand-Alone Full Converter Wind Energy Conversion Systems». En: *MDPI Energies* 11.
- Puche (2019). *Apuntes de Accionamientos Electromecánicos - Universitat Politècnica de València*.
- Qoria y col. (2018). *Control and Operation of Grind with 100 % Converter-Based Devices*. Inf. téc. MIGRATE - Massive integration of power electronics deviced.
- Risan (2016). «Application of Virtual Synchronous Machines for Integration of Offshore Wind Turbines into the Power System of Offshore Oil and Gas Platforms». Tesis de mtría. Norwegian University of Science y Technology.
- Rocabert y col. (2012). «Control of Power Converters in AC Microgrids». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 27, págs. 4734-4749.
- Shimona y Jannie (2018). «Direct Torque and Power control of PMSG based Wind Turbine system». En: *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*.
- Slootweg (2003). «Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics». Tesis doct. Technische Universiteit Delft.
- Tayyebi y col. (2018). «Grid-Forming Converters: Inevitability, Control Strategies and Challenges in Future Grid Applications». En: *CIGRE Workshop* 236.
- Tiwari y col. (2017). «Coordinated DTC and VOC Control for PMSG based Grid Connected Wind Energy Conversion System». En: *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, págs. 1-6.

- Vázquez (2013). *Control de potencia de un aerogenerador*. Inf. téc. ICAI - Universidad Pontificia de Comillas.
- Wu y col. (2011). *Power conversion and control of wind energy systems*. John Wiley y Sons.
- (2014). «Control and analysis of droop and reverse droop controllers for distributed generations». En: *IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices*, págs. 1-5.
- Zhang y col. (2012). «A space-vector modulated sensorless direct-torque control for direct-drive PMSG wind turbines». En: *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, págs. 1-7.
- (2019). «Advanced Control Strategies for Back-to-Back Power Converter PMSG Wind Turbine Systems». En: *IEEE International Symposium on Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics*, págs. 1-6.
- Zhong y col. (2014). «Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit». En: *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting 29*, págs. 617-630.
- Zhong y Weiss (2011). «Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58, págs. 1259-1267.