



FACULTAD DE INGENIERÍA, UDELAR
INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
"PROF. ING. AGUSTÍN CISA"



EGEMIDA

PROYECTO DE FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA CON MÁQUINAS
ELÉCTRICAS DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADAS
(DFIG)

Diego Oroño, Martín Sapio, Gustavo Terzano, Andrés Vázquez

Montevideo, Uruguay
Abril 2010

Tutor: Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla

Agradecimientos

Queremos extender nuestro agradecimiento a todas aquellas personas que hicieron posible que este trabajo se pudiera llevar adelante. Particularmente a nuestro tutor el Ing. Gonzalo Casaravilla por confiar en nosotros y brindarnos su incondicional y desinteresado apoyo a lo largo de todo el proyecto. Además le agradecemos especialmente al Ing. Rafael Canetti por haberse acercado a colaborar con su profundo conocimiento sobre teoría de control, realizando invalorable aportes en nuestro trabajo. A su vez hacemos una especial mención al Ing. Ignacio Afonso por compartir con nosotros su conocimiento sobre el estado del arte del tema, por haber realizado una presentación para el grupo y haber estado presente en muchas de las reuniones semanales realizadas.

Es menester también agradecer por su apoyo y aportes al proyecto, a las siguientes personas: Ing. Fernando Berrutti, Ing. Alvaro Giusto, Ing. Alejandro Gutierrez, Ing. Gerardo Otero, Ing. Cesar Briozzo, Ing. Juan Cardelino.

Por último le agradecemos a nuestras familias, por soportar días enteros de reuniones a lo largo del último año y haber sido el sostén anímico necesario tanto para poder realizar este proyecto como en el correr de toda la carrera.

Resumen

Se presenta en el siguiente trabajo un estudio sobre la generación eólica utilizando máquinas de inducción doblemente alimentadas. Se realiza una mención sobre el estado del arte del tema y un análisis y modelado de las propiedades del recurso natural. Se presentan diferentes configuraciones para el control de velocidad de la máquina de inducción en régimen restringido. Se presentan diversos aspectos constructivos de los aerogeneradores. Se realiza un modelo de bloques de cada parte que forma el sistema. Se estudian diversas estrategias de control utilizando las herramientas de control lineal. Se implementan dichas estrategias de acuerdo a la velocidad de viento de entrada separando en tres zonas, utilizando la técnica de Gain Scheduling. Todas las estrategias fueron probadas y validadas en un simulador que se desarrolló sobre el ambiente Simulink de MatLab. Por último se presenta un resumen de las diversas pruebas realizadas en el entorno de simulación.

Palabras clave: *Generación eólica, máquina de inducción, DFIG, turbinas eólicas, viento, técnicas de control, control lineal, seguimiento de punto óptimo, control de par, control de potencia, control de pitch, gain scheduling*

Índice general

Índice general	6
1. Introducción	14
1.1. Introducción y motivación	14
1.2. Plan estratégico del MIEM y situación actual de la energía eólica	14
1.3. Objetivos y alcance del proyecto	15
1.4. Objetivo de este documento	17
1.5. Estructura de este documento	17
2. Generadores para Turbinas Eólicas [20]	20
2.1. Introducción	20
2.2. Distintas tecnologías de generadores	22
2.2.1. Generadores asíncronos	22
2.2.2. Generadores síncronos	27
2.3. Comparación de distintos aerogeneradores	32
2.4. Tendencias y perspectivas a futuro	35
2.5. Conclusiones	37
3. Modelo de la Máquina de Inducción	38
3.1. Introducción	38
3.2. Principio de funcionamiento	38
3.3. Modelo en régimen permanente	39
3.3.1. Circuito monofásico estrella equivalente	40
3.3.2. Balance de potencia de la máquina de inducción	42
3.4. Balance de potencia de un motor sincrónico con extracción de potencia rotórica	42
3.5. Consideraciones sobre la máquina de inducción de rotor bobinado (utilizado en DFIG)	43
3.6. Modos de funcionamiento subsíncrono y supersíncrono	44
3.6.1. Región de funcionamiento subsíncrona	44
3.6.2. Región de funcionamiento supersíncrona	44
3.6.3. Estudio de flujos de potencia de un DFIG	44
3.6.4. Bloque utilizado para el control de velocidad	46
3.7. Conclusiones	47
4. Análisis de Diferentes Configuraciones para el Control de Velocidad de la Máquina de Inducción en Régimen Restringido	48
4.1. Introducción	48

4.2.	Control mediante resistencia rotórica estática [2]	48
4.2.1.	Equivalente DC del circuito	49
4.2.2.	Característica par-velocidad	50
4.2.3.	Curvas par-velocidad	52
4.3.	Control mediante dispositivo Kramer estático	53
4.3.1.	Circuito AC equivalente	53
4.3.2.	Característica par-velocidad	55
4.3.3.	Análisis considerando pérdidas por conmutación	56
4.3.4.	Características par-velocidad	57
4.4.	Control mediante rectificador, chopper e inversor [6]	58
4.4.1.	Sistema propuesto	58
4.4.2.	Funcionamiento del chopper	58
4.4.3.	Inversor VSI	59
4.4.4.	Análisis característico	60
4.4.5.	Inversor VSI de recuperación de potencia de deslizamiento	62
4.4.6.	Comentarios finales sobre esta configuración	63
4.5.	Control mediante dispositivo Scherbius estático	63
4.5.1.	Modelo equivalente en régimen estacionario	64
4.5.2.	Maximización de potencia de salida funcionando como generador	64
4.5.3.	Comentarios finales sobre esta configuración	66
4.6.	Configuración basada en dos inversores estáticos (VSI)	67
4.7.	Conclusiones	68
5.	Principios de Conversión de Energía Eólica	70
5.1.	Introducción	70
5.2.	Recurso natural	71
5.2.1.	Fuentes del viento	72
5.2.2.	Velocidad media	73
5.2.3.	Dirección del viento	74
5.2.4.	Influencia de las variaciones atmosféricas	75
5.2.5.	Modelo del gradiente de velocidades	76
5.2.6.	Mapa eólico	77
5.3.	Turbinas eólicas	79
5.3.1.	Tipos de rotor	80
5.3.2.	Aerodinámica	81
5.3.3.	Comportamiento global de la turbina. [3]	81
5.3.4.	Parámetros adimensionales más importantes que definen el comportamiento de la aeroturbina.	84
5.4.	Fuerzas sobre las palas de un aerogenerador	87
5.4.1.	Consideraciones generales en estado estacionario	87
5.4.2.	Análisis considerando el movimiento de rotación	88
5.5.	Velocidad del viento experimentada por la turbina	90
5.5.1.	Gradiente de velocidades del viento	90
5.5.2.	Sombra de la torre	91
5.6.	Conclusiones	93

6. Aspectos Constructivos	96
6.1. Introducción	96
6.2. Sistema de captación	97
6.3. Sistemas de transmisión mecánica	97
6.4. Góndola	98
6.5. Torre soporte	98
6.6. Sistemas auxiliares	99
6.7. Sistema de orientación	100
6.8. Mecanismo de cambio de paso de pala (pitch) [3]	101
6.8.1. Sistemas individuales de cambio de paso	101
6.8.2. Cargas cíclicas	102
6.9. Sistema eléctrico	103
6.10. Sistema de control del aerogenerador [3]	104
6.10.1. Modos de operación	105
6.10.2. Señales de entrada al sistema de control	107
6.11. Reparación de un aerogenerador	108
6.12. Conclusiones	110
7. Sistema Mecánico	112
7.1. Introducción	112
7.2. Componentes de un aerogenerador	112
7.3. Sistema de transmisión y uso de la caja multiplicadora	112
7.4. Análisis previo	114
7.4.1. Elementos que determinan el modelo mecánico	114
7.5. Modelo del sistema mecánico de un aerogenerador	115
7.5.1. Ecuaciones expresadas del lado del generador	116
7.6. Representación en variables de estado del sistema	117
7.7. Conclusiones	119
8. Introducción a las estrategias de control	120
8.1. Introducción	120
8.2. Zonas de trabajo	120
8.2.1. Velocidades bajas	121
8.2.2. Velocidades intermedias	122
8.2.3. Velocidades altas	123
8.3. Conclusiones	124
9. Control de Potencia	128
9.1. Introducción	128
9.2. Máquina de inducción	129
9.3. Turbina	129
9.4. Engranaje	130
9.5. Controlador	130
9.5.1. Referencia	131
9.6. Modelo en Simulink	131
9.7. Transferencia en lazo cerrado del sistema	131
9.7.1. Linealizaciones realizadas	132

9.8.	Respuesta del sistema a una entrada tipo escalón	135
9.9.	Análisis del lugar de las raíces	135
9.9.1.	Root Locus linealizando entorno a $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$	137
9.9.2.	Root Locus linealizando entorno a $\bar{v} = 5 \text{ m/s}$	139
9.9.3.	Root Locus linealizando entorno a $\bar{v} = 7 \text{ m/s}$	140
9.9.4.	Máximo punto de operación estable del sistema linealizado	140
9.9.5.	Efecto de la variación de K_2 sobre el lugar de las raíces	143
9.9.6.	Elección de los parámetros del controlador	146
9.9.7.	Máximo punto de operación estable del modelo del sistema real	147
9.9.8.	Rango de validez del control de potencia	149
9.10.	Validación del Modelo	150
9.11.	Conclusiones	154
10.	Control de Par	156
10.1.	Introducción	156
10.2.	Modelo del sistema	156
10.3.	Diseño del controlador	157
10.3.1.	Referencia	158
10.4.	Modelo de Simulink	158
10.5.	Transferencia en lazo cerrado del sistema	158
10.6.	Respuesta del sistema a una entrada tipo escalón	161
10.7.	Estudio del lugar de las raíces	162
10.7.1.	Estudio con el parámetro K_2 fijo	162
10.7.2.	Efecto de la variación del parámetro K_2	167
10.8.	Estudio de la respuesta al escalón	169
10.9.	Elección de los parámetros del controlador	170
10.10.	Rango de operación estable del sistema linealizado	170
10.11.	Validación del modelo	173
10.12.	Conclusiones	175
11.	Control de Par-Corriente	176
11.1.	Introducción	176
11.2.	Cuadripolo equivalente de la máquina de inducción	176
11.3.	Bloques auxiliares	179
11.4.	Modelo completo	181
11.5.	Anti wind-up	182
11.6.	Sistema completo para velocidades bajas	185
11.7.	Conclusiones	185
12.	Control de Pitch	188
12.1.	Introducción	188
12.2.	Simplificación del sistema	189
12.3.	Modelado de los componentes del sistema	190
12.3.1.	Máquina de inducción	190
12.3.2.	Turbina	190
12.3.3.	Engranaje	190
12.3.4.	Controlador	191

12.3.5. Servo-mecanismo:	191
12.4. Modelo en Simulink	191
12.5. Transferencia en lazo cerrado del sistema	193
12.5.1. Linealizaciones realizadas	193
12.6. Puntos de equilibrio del sistema	194
12.7. Respuesta del sistema a una entrada tipo escalón	196
12.8. Valores utilizados en el sistema	197
12.9. Respuesta al escalón del sistema linealizado	198
12.10 Respuesta del sistema simulado	201
12.11 Conclusiones	203
13. Pruebas del sistema	206
13.1. Introducción	206
13.2. Respuesta del sistema ante serie de escalones	206
13.2.1. Entrada	206
13.2.2. Magnitudes de interés	207
13.2.3. Rangos de trabajo	211
13.2.4. Observaciones	212
13.3. Respuesta del sistema en velocidades bajas	212
13.3.1. Magnitudes de interés para $v = 4 \text{ m/s}$	212
13.3.2. Magnitudes de interés para $v = 5 \text{ m/s}$	220
13.3.3. Magnitudes de interés para $v = 6 \text{ m/s}$	227
13.3.4. Comentarios sobre los resultados obtenidos	234
13.4. Respuesta del sistema en velocidades intermedias	234
13.4.1. Magnitudes de interés para $v = 9 \text{ m/s}$	234
13.4.2. Magnitudes de interés para $v = 10 \text{ m/s}$	242
13.4.3. Comentarios sobre los resultados obtenidos	249
13.5. Respuesta del sistema en velocidades altas	249
13.5.1. Magnitudes de interés para $v = 14 \text{ m/s}$	249
13.5.2. Magnitudes de interés para $v = 15 \text{ m/s}$	256
13.5.3. Magnitudes de interés para $v = 16 \text{ m/s}$	261
13.5.4. Comentarios sobre los resultados obtenidos	265
13.6. Resumen de resultados obtenidos	265
13.7. Curvas características del sistema	266
13.8. Estudio de la torsión en el eje	268
13.9. Respuesta del sistema frente a huecos de tensión	273
13.9.1. Modelo de Crowbar	273
13.9.2. Resultados obtenidos	274
13.9.3. Comentarios sobre los resultados obtenidos	280
13.10 Conclusiones	280
14. Pruebas con Entradas de Viento Real	282
14.1. Introducción	282
14.2. Series de Viento	283
14.3. Series de Viento Real	285
14.3.1. Viento Promedio	285
14.3.2. Viento Filtrado	287

14.4. Pruebas Realizadas	289
14.4.1. Pruebas realizadas con vientos filtrados	289
14.4.2. Pruebas realizadas con vientos promediados	295
14.5. Conclusiones	301
15. Conclusiones Generales	304
15.1. Introducción	304
15.2. Investigación realizada	304
15.3. Modelado	305
15.4. Control del sistema	306
15.4.1. Control de potencia rotórica	306
15.4.2. Control de Par	306
15.4.3. Control de Par-Corriente	307
15.4.4. Control de Pitch	307
15.5. Plataforma de simulación	307
15.5.1. Simulaciones realizadas	307
15.6. Trabajo a futuro y líneas de investigación relacionadas	308
15.6.1. Proyecto TransGEO	308
15.6.2. Otros posibles estudios	308
15.6.3. Otras líneas de investigación	309
15.7. Gestión del proyecto	310
15.8. Comentarios finales	310
A. Definición de la simbología utilizada	312
B. Acrónimos Utilizados	318
C. Linealizaciones Realizadas	320
C.1. Linealización del par del generador T_g :	320
C.2. Linealización del par de la turbina T_t :	321
C.3. Linealizaciones Realizadas para el Control de Pitch	322
D. Teorema II	324
D.1. Introducción	324
D.2. Análisis dimensional	324
D.2.1. Definición de dimensión	325
D.2.2. Operaciones con dimensiones de magnitudes	325
D.2.3. Similitud de orden n	325
D.2.4. Proposición	325
D.3. Lema	325
D.4. Teorema II	326
E. Ley de Betz	328
E.1. Introducción	328
E.2. Ley de Betz	329
E.2.1. Demostración	329
E.2.2. Wind-Energie	330

F. Aproximación del Coeficiente de Potencia C_p a través de una Función Analítica	332
G. Valores del Sistema Utilizados	334
G.0.3. Datos de la turbina eólica:	334
G.0.4. Datos del generador eléctrico:	334
G.0.5. Datos del sistema mecánico:	335
H. Consideraciones para Realizar el Análisis del Lugar de las Raíces	336
H.1. Introducción	336
H.2. Resolución del problema del Root Locus	336
I. Rutinas Implementadas	338
I.1. Introducción	338
I.2. Control de Potencia	338
I.3. Control de Par	339
I.4. Control de Par-Corriente	340
I.5. Control de Pitch	341
I.6. Curvas características de la máquina	341
I.7. Acondicionamiento de medidas de viento y generación de entradas aleatorias . .	341
J. Torsión en el Eje	344
J.1. Introducción	344
J.2. Fatiga en materiales	344
J.3. Torsión mecánica	344
J.3.1. Dominios de torsión [18]	345
J.3.2. Teoría de torsión de Saint-Venant pura [18]	346
J.3.3. Cálculo de ángulo de torsión [36]	347
Índice de figuras	350
Bibliografía	358

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción y motivación

Energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas de energía útiles para las actividades humanas. El término eólico proviene del latín *Aeolicus*, perteneciente o relativo a *Eolo*, Dios de los vientos en la mitología griega. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar centrales termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde [18].

La crisis energética mundial y regional hace que el estudio de energías alternativas adquiera un notorio interés. Sobre estos temas hace años que se trabaja en investigación a nivel de la Facultad de Ingeniería, UdelaR, desde los institutos de Ingeniería Eléctrica (IIE) y Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA). El principal antecedente fue la colocación de un molino de prueba en Sierra de Caracoles en Abril del año 2000 a partir del cual se estudió a ciencia cierta la performance del emplazamiento donde luego UTE instalaría el primer parque eólico estatal. En la fig. 1.1 se observan algunas imágenes de dicho molino. A nivel de proyectos de grado, sin embargo no existen antecedentes de trabajos sobre este tipo de generación, es por eso que el campo a desarrollar es muy vasto dado los diferentes tópicos sobre los cuales se pueden ahondar a este respecto.

1.2. Plan estratégico del MIEM y situación actual de la energía eólica

En la actualidad Uruguay cuenta con tres parques eólicos que suman un total de 20.45 MW de potencia: dos de 10 MW, y uno de 450 kW que se encuentran operativos. Dos de los emprendimientos son privados y están ubicados en la zona este del país y el restante de 10 MW, es propiedad de la empresa estatal UTE. Este último parque se encuentra en proceso de duplicación de su potencia, que se prevé esté operativa a partir de este año. UTE tiene contratos



Figura 1.1: Molino de la Facultad de Ingeniería en Sierra de Caracoles [24].

acordados de compra de energía eléctrica de fuente eólica con privados por una potencia total de 45.45 MW [37].

En la política energética para el período 2005-2030 aprobada por parte del Poder Ejecutivo, se han establecido metas cuantificables para el corto y mediano plazo, y definido líneas de acción concretas para alcanzarlas.

Los cuatro ejes en los que se basa la Política Energética pueden resumirse en:

- Eje institucional a partir del cual se define el rol directriz del estado, con participación regulada de actores privados.
- Eje diversificación de la matriz energética donde se establece la diversificación de la matriz de fuentes primarias de generación, incluyendo fuentes no convencionales y autóctonas.
- Eje eficiencia energética que especifica su promoción en todos los sectores de actividad.
- Eje tendiente a velar por un acceso adecuado a la energía para todos los sectores sociales.

A través de éstos, la meta es lograr "Independencia energética en un marco de integración regional, con políticas económica y ambientalmente sustentables para un país productivo con inclusión social".

Entre las metas establecidas para el 2015 se destaca la de incorporación de 500 MW de potencia proveniente de fuentes renovables (eólica, biomasa y minihidráulica) dentro de las cuales 300 MW corresponden a fuente eólica [37].

1.3. Objetivos y alcance del proyecto

Teniendo en cuenta la situación mencionada anteriormente de ser el primer proyecto de grado sobre el tema, y desconociendo muchas de las dificultades que aparecerían en el transcurso del trabajo, como para poder preverlas en la planificación del mismo, inicialmente se realizó un planteo que resultó ambicioso por demás, llevando a que en el correr del proyecto hubiera

que realizar un replanteo del mismo. Este replanteo fue realizado a tiempo, de forma tal de que no se viera afectado de forma sustancial el plan de trabajo.

En un principio los objetivos centrales del proyecto constaban en realizar el modelado, la simulación y la implementación de un prototipo de laboratorio donde se pusieran de manifiesto las estrategias de control desarrolladas. Los motivos por los cuales no se pudo seguir adelante con esta propuesta inicial fueron básicamente dos: primero que nada fue necesario una etapa muy fuerte de investigación sobre las diversas ramas que tiene el tema y se decidió que era menester que esta investigación estuviera plasmada en el proyecto, de forma tal que pudiera quedar como un material de referencia para futuros trabajos, cosa que inicialmente no había sido planificada; en segundo lugar, a la hora de desarrollar los métodos de control se observó que para realizar esta tarea utilizando las herramientas clásicas de control lineal era necesario un estudio mucho más profundo del que había sido pensado en lo previo. A su vez se vió que de acuerdo a la entrada de viento con la que se estuviera trabajando era necesario el uso de distintas estrategias de control, y fue necesario el estudio de herramientas de control no lineal como *Gain Scheduling* y *Anti windup*.

A su vez cabe destacar que los sistemas de generación mediante energía eólica son relativamente nuevos por lo que existe una gran competencia entre los diferentes fabricantes. Debido a ello, la confidencialidad es un tema de gran importancia y prácticamente no existe descripción exacta de los sistemas de control realmente aplicados en los aerogeneradores [4]. Esto implicó que el trabajo en cuanto al diseño de los controladores se refiere, fuera realizado íntegramente por el grupo.

Por lo tanto se decidió remover de este proyecto la etapa de implementación y realizar diversas pruebas sobre el entorno de simulación a desarrollar, quedando esta etapa como uno de los posibles trabajos a futuro a realizar.

En definitiva son objetivos del corriente proyecto una vez replanteado el mismo:

- Realizar una profunda investigación y documentación sobre los siguientes temas:
 - El estado del arte actual de la generación eólica.
 - Estudiar la teoría acerca de diversas configuraciones para el control de velocidad de máquinas de inducción.
 - Realizar un estudio sobre el recurso natural.
 - Presentar los principales aspectos constructivos sobre generadores eólicos.
- Realizar el modelado completo del sistema junto con el diseño de las estrategias de control necesarias para el control de velocidad de la máquina en todo el rango de velocidades de viento de interés.
- Implementar una plataforma de simulación del sistema sobre el ambiente Simulink de MatLab sobre la cual se podrá estudiar la evolución de las principales variables del sistema.
- Documentar los resultados obtenidos en las principales simulaciones del sistema.

Dado la profundidad del tema, es menester también destacar y dejar en claro cuáles no son objetivos del presente trabajo:

- Realizar un estudio del transitorio de las máquinas.
- Estudiar y modelar la electrónica de potencia necesaria para poner en marcha el sistema.
- Modelado de los convertidores electrónicos.
- Hacer un control sobre el sistema mecánico de posicionamiento de las palas del aerogenerador.
- Realizar un control sobre la potencia reactiva.

1.4. Objetivo de este documento

Este documento busca dejar plasmado el trabajo realizado por este grupo en el correr del año 2009 y parte del 2010 de forma que sea lo más claro posible a la hora de que el lector se enfrente por primera vez a estos temas. Existen diversos niveles de complejidad en el tratamiento de la información los cuales, de acuerdo a los conocimientos previos de quienes se enfrenten a este documento, podrán tratar.

Es un objetivo concreto de este trabajo convertirse en un material de referencia para quienes busquen realizar sus primeras armas en el terreno de la energía eólica, así como también servir de punto de partida para diversos aportes sobre el tema, que realmente son posibles realizar.

Si bien hay dos tecnologías en explotación actualmente, el trabajo profundizará en sistemas basados en DFIG.

1.5. Estructura de este documento

Este documento se encuentra organizado en diversos capítulos que de una forma u otra trazan cronológicamente el trabajo que el grupo ha realizado. Para la completa comprensión del mismo es recomendada la lectura en el orden planteado en este documento, a menos de contar con conocimientos previos en la materia.

En el Capítulo 2 *Generadores para Turbinas Eólicas*, se presenta un estudio del estado del arte de la generación eólica y los distintos tipos de tecnologías que se manejan hoy en día para este tipo de generación y cuales son las tendencias y perspectivas a futuro. Dicho capítulo esta fuertemente basado en un paper y una presentación realizadas por el Ing. Ignacio Afonso.

En el Capítulo 3 *Modelo de la Máquina de Inducción*, se hace una breve mención sobre el principio de funcionamiento de las máquinas de inducción, su correspondiente modelo estrella equivalente, y un estudio sobre los flujos de potencia en las máquinas asíncronas con rotor bobinado en las zonas subsíncrona y supersíncrona.

En el Capítulo 4 *Análisis de diferentes Configuraciones para el Control de Velocidad de la Máquina de Inducción en Régimen Restringido*, se hace un recorrido histórico sobre las diversas configuraciones que han sido utilizada para controlar la velocidad de la máquina de inducción introduciendo, entre otras, las configuraciones Kramer y Scherbius pioneras del control de velocidad.

En el Capítulo 5 *Principios de Conversión de Energía Eólica* se desarrolla un estudio del comportamiento de la aeroturbina y de la conversión de energía eólica, estudiando como influyen tanto el par como la potencia desarrollada por la máquina entre otros aspectos.

En el Capítulo 6 *Aspectos Constructivos* se presentan diversos aspectos constructivos y algunos de los subsistemas que forman parte de un aerogenerador. Entre ellos se encuentran: el sistema de captación, sistemas de transmisión mecánica, sistema eléctrico, sistema de regulación y control, la góndola, sistema de orientación, torre soporte y los sistemas auxiliares entre otros.

En el Capítulo 7 *Sistema Mecánico* se realiza el modelado del sistema mecánico del aerogenerador, realizando una breve descripción de los componentes del mismo que son de importancia a la hora de determinar las fuerzas mecánicas que aparecen sobre el sistema y las interacciones entre los componentes del mismo. De este capítulo se obtiene una representación en variables de estado que es parte central de la dinámica del sistema a estudiar.

En el Capítulo 8 *Introducción a las estrategias de control* se realiza una introducción a las distintas estrategias de control que serán desarrolladas posteriormente y de esta manera poder explicar como se realizará el sistema que será simulado y como se diseñarán los controladores en función de la zonas de trabajo que se definirán.

En los Capítulos 9, 10, 11, 12 se estudian y desarrollan las diversas estrategias de control necesarias para el control de velocidad de la máquina. En el Capítulo 8 *Control de Potencia* se presenta una estrategia que fue desarrollada con fines puramente académicos y de introducción al tema. Los siguientes capítulos, *Control de Par*, *Control de Par-Corriente* y *Control de Pitch* tratan las estrategias utilizadas en el sistema definitivo.

En el Capítulo 13 *Pruebas del Sistema* se presentan algunas de las simulaciones más importantes que se pueden realizar en el simulador desarrollado, para entradas de tipo escalones de viento. Por otro lado se estudia el comportamiento del sistema frente a un hueco de tensión.

En el Capítulo 14 *Pruebas con Series de Viento Real* se testea el simulador en situaciones de funcionamiento real con entradas de viento medidas en Sierra de Los Caracoles.

El Capítulo 15 *Conclusiones* cierra esta documentación haciendo un balance final del proyecto, presentando diferentes líneas de trabajo a futuro y evaluando la gestión del mismo.

Capítulo 2

Generadores para Turbinas Eólicas [20]

2.1. Introducción

En la última década ha existido un incremento notorio en el uso de energías renovables, como son los casos de la energía obtenida a partir de biomasa y energía eólica. La generación eólica se ha desarrollado notoriamente en los últimos tiempos del punto de vista tecnológico, resultado de las políticas energéticas desarrolladas por diversos países. Estos adelantos tecnológicos han permitido mitigar los aspectos adversos de la energía eólica, como pueden ser la contaminación acústica, contaminación visual y estabilidad de las redes entre otros. Este desarrollo tecnológico anteriormente mencionado, ha conducido al desarrollo de distintos tipos de generadores para turbinas eólicas, así como la optimización del control de las mismas. Este capítulo tiene como objetivo principal, mostrar las distintas tecnologías de generadores para turbinas eólicas, sus ventajas y desventajas frente a otras y sus mecanismos de control en sus rasgos generales.

El aprovechamiento del recurso eólico para la generación de energía eléctrica tiene sus comienzos a fines del siglo XIX. Durante la primera mitad del siglo XX se comenzaron a desarrollar estudios tecnológicos en lo que respecta al diseño aerodinámico de las turbinas eólicas, de cualquier manera en esos tiempos el uso de la energía eólica se encontraba limitado prácticamente al bombeo de agua, debido a la baja densidad de energía extraída del viento y a los bajos costos de la explotación de los recursos hidráulicos y centrales térmicas. En la década del setenta la tecnología eólica tuvo un notable avance debido al la introducción de los aerogeneradores a nivel comercial.

Un primer efecto de estos avances tecnológicos, fue el incremento significativo del número de máquinas conectadas a las redes eléctricas, lo que implicó la inminente introducción de la electrónica de potencia como interfaz entre los generadores y la red. La electrónica de potencia pasa a jugar un papel fundamental a la hora de implementar las estrategias de control para una optimización del rendimiento de los aerogeneradores y una notoria mejora en la calidad de energía inyectada en las redes. Los rendimientos de los aerogeneradores han pasado de 600 kWh/año por metro cuadrado de rotor a más de 1200 kWh/año en el período de 1982-2002.

Los costos por kW instalado han disminuido desde sus comienzos, así como los costos de mantenimiento y operación de los mismos. En el año 2007 el costo del kW instalado ha variado entre 1000 € y 2000 €, y los costos referidos al mantenimiento y operación variaron

entre 10 €/MWh y 19 €/MWh.

La potencia nominal de los generadores se ha incrementado durante los últimos años, ver fig. 2.1, siendo el valor medio de la potencia instalada en el año 2007 de 1.8 MWh por generador. Los costos de los proyectos de energía eólica junto con los costos de las turbinas se pueden apreciar en el cuadro 2.1⁽¹⁾.

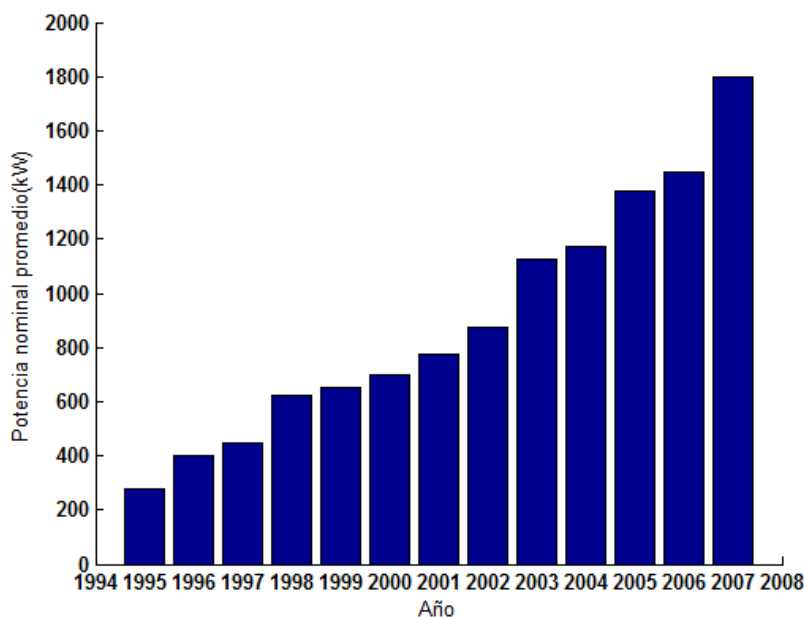


Figura 2.1: Potencia promedio de las nuevas turbinas instaladas en IEA *Wind Member Countries*

País	Costo de Turbina	Costo total instalado
Canada		1.573
Grecia		1.100
Irlanda	1.200	2.000
Italia	1.300	1.800
Japón	1.146	
Portugal	1.025	1.300
España		1.250
Suiza		1.302
Reino Unido		"785-1.087 onshore 1.631-2.174 offshore"
Estados Unidos	849	

Cuadro 2.1: Costos en €/kW en el año 2007

⁽¹⁾Datos extraídos en el año 2007

En el presente capítulo se realizará un breve desarrollo de los siguientes temas:

1. Distintas tecnologías de generadores: Generadores asíncronos y Generadores síncronos.
2. Comparación entre generadores asíncronos y generadores síncronos.
3. Tendencias y perspectivas al futuro.

2.2. Distintas tecnologías de generadores

El generador es uno de los elementos principales de una turbina eólica, en base a este se dimensionan los restantes elementos del sistema de supervisión y control. Se elige usar generadores de corriente alterna debido a su peso, ya que el uso de generadores de corriente continua implicaría elevados pesos, lo que tendría como consecuencia dimensiones excesivas de la góndola. Otras ventajas que presentan los generadores de corriente alterna frente a los de corriente continua son los menores costos de mantenimiento y su disponibilidad en el mercado.

A grandes rasgos los generadores síncronos se caracterizan por la necesidad de mantener la velocidad del rotor constante para poder generar a potencia constante. Esto produce esfuerzos mecánicos importantes sobre el sistema de transmisión y oscilaciones en la potencia mecánica. Por ello, es menester el uso de un convertidor de electrónica de potencia para conectar el generador a la red de forma de eliminar estas contingencias.

Por otro lado, los generadores asíncronos, permiten pequeñas variaciones en la velocidad sin necesidad de variar la frecuencia, esto permite el aprovechamiento de la energía cinética disponible en pequeñas ráfagas de viento.

A continuación se presentan las dos grandes familias de generadores, dentro de la cuales aparecen múltiples variantes.

2.2.1. Generadores asíncronos

Estos generadores tienen como principal ventaja, que pueden mantener la frecuencia constante en sus bornes con pequeñas variaciones en la velocidad de giro. Por otro lado estas máquinas tienen la necesidad de consumir energía reactiva, hecho por el cual el uso de las mismas, requiere de compensación de reactiva.

En la fig. 2.2, se puede apreciar el consumo de reactiva en función de la potencia activa generada. Una posible solución para compensar este hecho es la colocación de bancos de capacitores de pasos variables, u otra solución podría ser un control de reactiva mediante un compensador estático compuesto por tiristores o filtros activos con *IGBT*, lo cual implicaría un costo adicional.

Otro factor a tener en cuenta en los generadores asíncronos, es que la conexión de los mismos a la red implica picos de corrientes elevados, los cuales podrían disparar las protecciones. Para mitigar este efecto, se emplea en algunas configuraciones un arrancador suave para el arranque de estas máquinas, teniendo como precaución desconectar los capacitores durante el arranque, debido al importante contenido armónico estos proporcionarían.

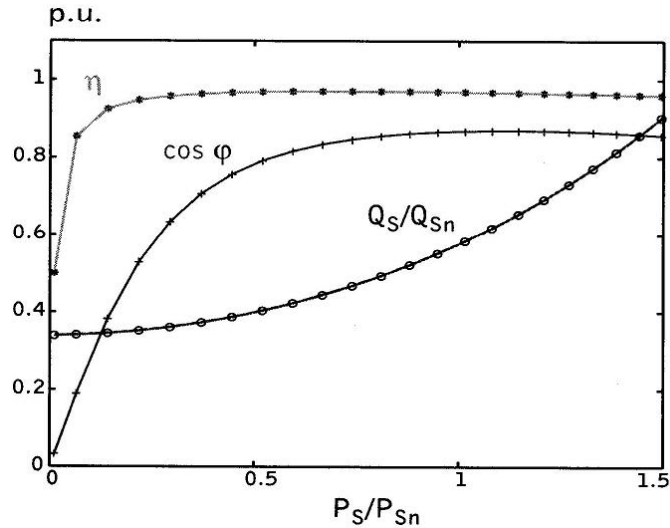


Figura 2.2: Rendimiento, factor de potencia y evolución de reactiva según carga.

Otra desventaja de los generadores asíncronos, es la necesidad del uso de una caja multiplicadora, la cual introduce pérdidas mecánicas en el aerogenerador así como el encarecimiento del mantenimiento, sobrecostos en la estructura y mayor contaminación acústica.

A continuación se presentarán las tecnologías basadas en aerogeneradores de velocidad fija y velocidad variable.

a) Aerogeneradores de velocidad fija

- Generador síncrono de rotor bobinado.
- Generador de imanes permanentes.

b) Aerogeneradores de velocidad variable

- Generador asíncrono con control de deslizamiento mediante resistencia rotórica.
- Generador asíncrono con control de deslizamiento con recuperación de energía.
- Generador doblemente alimentado (DFIG).
- Generador asíncrono de jaula de ardilla.

Aerogeneradores de velocidad fija

Este tipo de generador se usa directamente conectado a la red, ver fig. 2.3. Como se menciona anteriormente estos generadores generan a frecuencia constante impuesta por la red, admitiendo pequeñas variaciones en la velocidad del rotor asociadas a el deslizamiento eléctrico de la máquina.

Las principales desventajas que presenta esta configuración son: los esfuerzos dinámicos de la caja de trasmisión ante ráfagas de viento, un control lento sobre la potencia suministrada a la red y la necesidad de un arrancador de estado sólido. En contrapartida presenta la gran

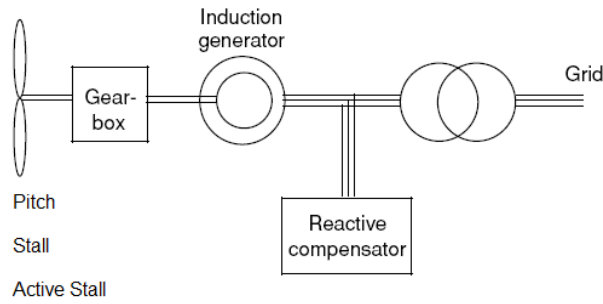


Figura 2.3: Configuración de un aerogenerador de velocidad fija.

ventaja de su costo y fiabilidad.

Aerogeneradores de velocidad variable.

La elección de los generadores de velocidad variable se ha hecho más habitual en los últimos tiempos debido a las fluctuaciones de potencia activa y reactiva en los sistemas de velocidad fija, hecho que se corresponde a la variabilidad de la velocidad del viento. Esta tecnología permite un mejor aprovechamiento del recurso eólico, debido a que mantiene a el aerogenerador en el punto óptimo de funcionamiento para distintas velocidades de viento. Esta estrategia de control es conocida como *Maximum Power Tracking*, la misma es posible debido a los avances tecnológicos de la electrónica de potencia y microcontroladores. Como se ha mencionado anteriormente, se puede decir que la principal ventaja de estos aerogeneradores, es el aprovechamiento óptimo del recurso eólico, junto con la reducción de las cargas del sistema mecánico. A continuación se presentan las distintas tecnologías y métodos de control de aerogeneradores de velocidad variable.

Control de deslizamiento mediante resistencia rotórica.

Esta configuración mostrada en la fig. 2.4, consta de un control sobre el deslizamiento de la máquina de inducción de rotor bobinado, el cual se logra cambiando la resistencia vista del rotor de la máquina.

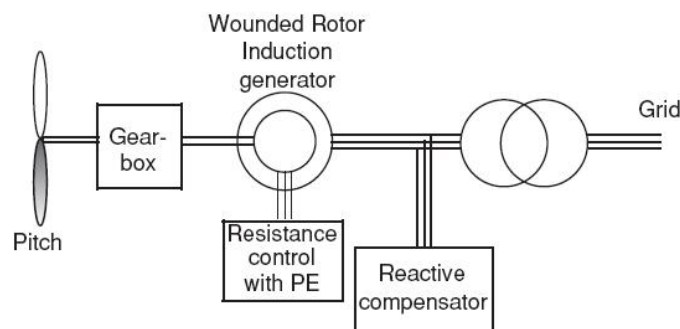


Figura 2.4: Configuración de control de deslizamiento mediante reostato rotórico.

El principal objetivo de esta configuración es mantener constante la potencia activa a la salida del aerogenerador, para lograr esto ante ráfagas de viento, se cambia la resistencia vista del rotor, de manera que el exceso de potencia se disipe en estas resistencias del rotor, lo que hace que esta configuración no sea la más eficiente. Este tipo de control permite operar al generador hasta un 10 % por encima de su velocidad nominal. En capítulos posteriores se desarrollará esta configuración más detalladamente.

Control de deslizamiento con recuperación de energía.

Este sistema presentado en la fig. 2.5, actualmente en desuso, es conocido como el *método de Sherbius* estático. Esta configuración es una variante más eficiente que el control de deslizamiento mediante resistencia rotórica, sustituyendo el reóstato por un puente rectificador de diodos, bus de continua, y por último un inversor, el cual es el encargado de inyectar la potencia extraída del rotor a la red.

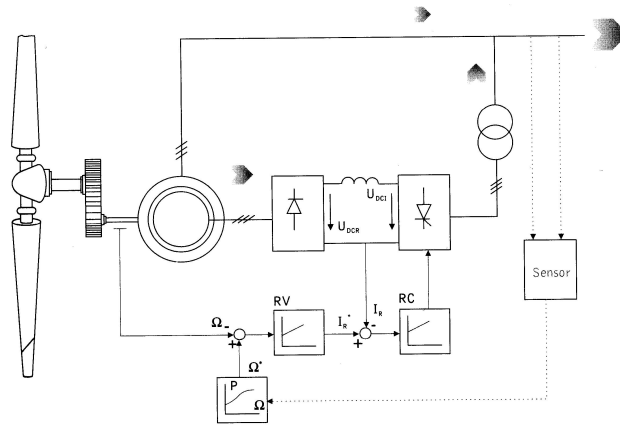


Figura 2.5: Configuración de control de deslizamiento con recuperación de energía.

Es notoria la mayor eficiencia de este método debido a que en lugar de disipar la energía en las resistencias del rotor, la inyecta en la red, obteniéndose una mayor potencia eléctrica generada. Este método presenta la limitante, de no poder generar a velocidades inferiores de la de sincronismo, lo que se traduce en no poder aprovechar el recurso eólico a bajas velocidades de viento.

Generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG).

El DFIG, ver fig. 2.6, consta de un generador asíncrono de rotor bobinado, que se conecta a un convertidor de frecuencia electrónico, el cual cumple el papel de intermediario entre la máquina y la red. Esta configuración permite una generación a tensión y frecuencia constante para un rango de $\pm 30\%$ ⁽²⁾ entorno de la velocidad de sincronismo.

Esta configuración muchas veces consta de un convertidor de frecuencia compuesto por dos convertidores *AC/DC* reversibles. El control que implementa esta configuración consiste

⁽²⁾Rango dependiente de la capacidad de los convertidores

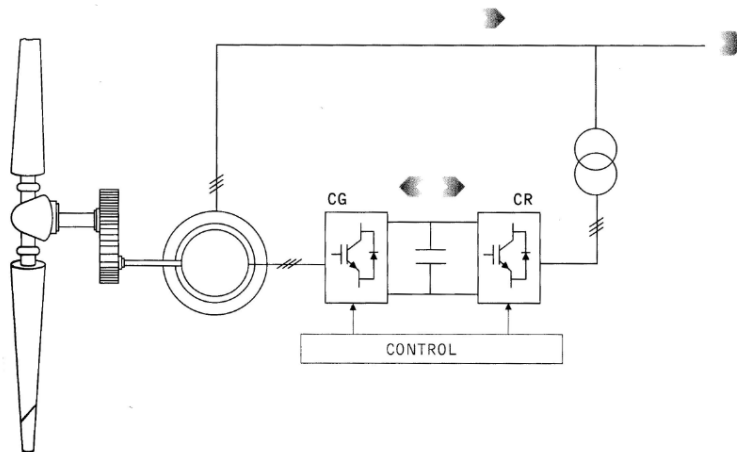


Figura 2.6: Configuración doblemente alimentado DFIG.

en regular el par electromagnético y el factor de potencia del generador para un amplio rango de velocidades, tanto para velocidades subsíncronas como supersíncronas⁽³⁾. Los convertidores que se encargan de conectar el rotor del generador y la red, son los encargados de regular el flujo de potencia activa y reactiva intercambiada entre la máquina y la red, así como mantener la tensión en el bus de continua constante.

A modo de resumen, se puede decir que esta configuración realiza un control de la energía inyectada a la red similar a la realizada por una máquina síncrona, a diferencia que en este caso se admiten variaciones en la velocidad de giro de las máquinas. Vale aclarar que los convertidores que conectan la máquina y la red, tienen un porte de aproximadamente entre un 20 % y 30 % de la potencia nominal de la máquina, lo que reduce los costos significativamente comparado con uno para una máquina síncrona y velocidad variable. Por estas razones, este tipo de configuración es una de las más utilizadas actualmente, a priori la misma permite un máximo aprovechamiento del recurso eólico, junto con una minimización del efecto producido por variaciones de la velocidad del viento.

Generador asíncrono de jaula de ardilla.

Este sistema presentado en la fig. 2.7, está compuesto por una máquina de inducción de rotor de jaula de ardilla conectado mediante un convertidor electrónico a la red eléctrica.

Esta configuración presenta como ventajas, su robustez, fiabilidad y bajo costo de la máquina frente a una de rotor bobinado. Por otro lado el tamaño del convertidor debe ser de una potencia igual a la nominal del generador, lo que encarece significativamente el sistema. Vale aclarar que en la fig. 2.7, se representa un convertidor, el cual se conecta sólo en la zona de velocidad variable, por lo tanto para velocidades elevadas se desconecta el convertidor electrónico, dejando a la máquina en conexión directa con la red operando como un generador de velocidad fija.

⁽³⁾ Ver Capítulo 4

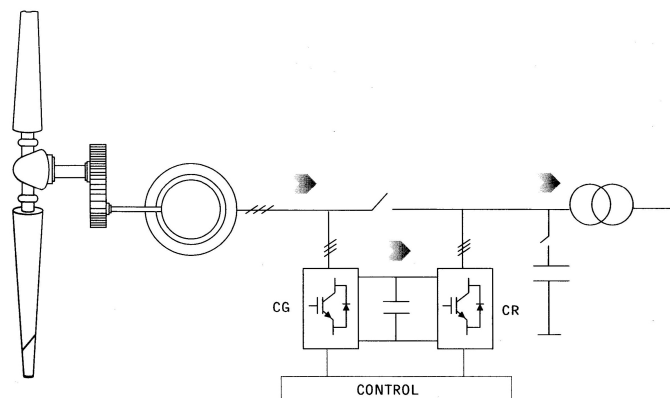


Figura 2.7: Configuración de velocidad variable con un generador jaula de ardilla.

2.2.2. Generadores síncronos

Estos generadores se caracterizan por la relación entre la velocidad de giro y la frecuencia de las tensiones y corrientes generadas, lo que condiciona que la velocidad del rotor debe ser constante e igual a la velocidad de sincronismo. Debido a la necesidad de tener una velocidad de giro constante, es que estos generadores no se conectan directamente a la red, sino que se usa un convertidor electrónico como intermediario entre el generador y la red. A continuación se analizan los distintos tipos de generadores síncronos.

- Generadores de rotor bobinado.
- Generadores de imanes permanentes.

Generadores de rotor bobinado.

Dentro de los generadores síncronos de rotor bobinado hay diferentes variantes con respecto a la excitación de los mismos, ver fig. 2.8. Estas variantes influyen directamente en los costos de la máquinas y de mantenimiento.

Estos generadores se caracterizan por la necesidad de alimentar el devanado inductor con una tensión continua, existiendo tres sistemas de excitación presentados en la fig. 2.8, los cuales se denominan excitación propia y autoexcitación sin escobillas. La máxima potencia de estos generadores se ubica por encima de 4.5 MW.

Actualmente la excitación propia está en desuso, ya que la misma implica la necesidad de un generador de corriente continua para alimentar el devanado inductor, lo que conlleva un incremento en los costos de mantenimiento, explotación y financieros ya que se debe dejar fuera de servicio mientras se realiza el mantenimiento de este generador adicional. Por otro lado el sistema de autoexcitación, excitación sin escobilla o *brushless*, consiste en alimentar el devanado inductor mediante un puente rectificador que presenta la ventaja de ser un equipo más fiable que el generador de CC utilizado en el sistema de excitación propia. Vale aclarar que el equipo con autoexcitación necesita una fuente independiente de corriente continua para el arranque de este tipo de generador. Los dos tipos de excitación mencionados anteriormente presentan como desventaja la necesidad de utilizar anillos rozantes, los cuales requieren un

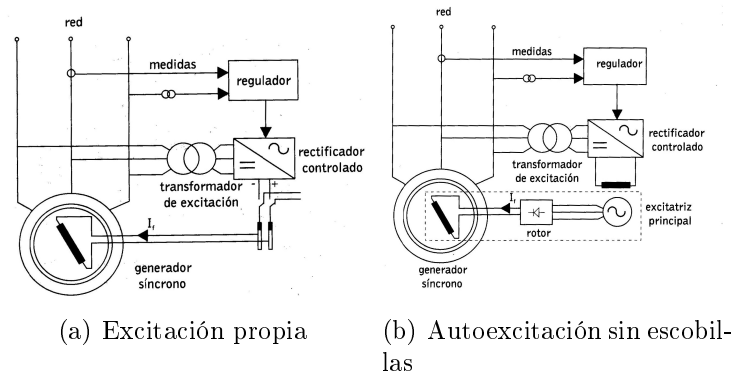


Figura 2.8: Tipo de excitación del generador síncrono de rotor bobinado.

frecuente mantenimiento.

Por último existe un tercer tipo de excitación, el cual consta de una excitatriz principal la cual es un generador síncrono de estructura invertida⁽⁴⁾. El inducido⁽⁵⁾ se conecta a un rectificador que está conectado directamente al devanado de excitación del generador. La excitatriz se alimenta de dos maneras posibles: directamente de la salida del propio generador o por medio de una excitatriz piloto.

Los generadores síncronos de rotor bobinado, no necesariamente deben tener una caja multiplicadora de velocidad. En caso de no tener una, el generador debe tener un gran número de polos, lo que implica un mayor peso y costo del generador. Vale mencionar que estos generadores presentan como desventaja las pérdidas de energía en el circuito excitatriz.

Generadores de imanes permanentes.

Los generadores síncronos de imanes permanentes, son actualmente una buena opción a la hora de la generación eólica, lo que viene dado por el importante desarrollo en los últimos años de las aleaciones de alto magnetismo remanente. La utilización de imanes permanentes presenta como ventaja, la eliminación de los anillos rozantes y elimina las pérdidas en el devanado del rotor, por lo cual no es necesario refrigerar estos devanados.

Otra gran ventaja de estas máquinas es la disminución significativa en el tamaño de las mismas, lo que posibilita hacer máquinas con un mayor número de polos, a su vez esto implica la no necesidad del uso de una caja multiplicadora de velocidad, lo que traduce en las siguientes ventajas:

- Menor contaminación acústica.
- Menor mantenimiento del sistema mecánico.
- Menores pérdidas mecánicas.

⁽⁴⁾Polos inductores en el estator e inducidos en el rotor

⁽⁵⁾Bobinados del rotor

Estos generadores de imanes permanentes presentan las siguientes desventajas:

- Alto costo.
- La desmagnetización de los imanes permanentes al ser expuestos a temperaturas altas.
- Dificultad de manipulación debido a su tamaño.

Dentro de las máquinas sincrónicas de imanes permanentes se pueden distinguir según el diseño del rotor y la ubicación de los imanes permanentes en el mismo, en: generadores de flujo radial, de flujo axial o transversal.

A continuación se realiza un breve desarrollo de estas variantes mencionadas anteriormente.

1. *Generadores de flujo radial.*

Este tipo de máquina se caracteriza por el buen rendimiento en un amplio margen de velocidad, también presenta una mejor densidad de torque en comparación con las máquinas de rotor bobinado. Existen dos tipos de topologías de estos generadores, los generadores de imanes superficiales o con flujo concentrado de imanes embutidos, ver fig. 2.9.

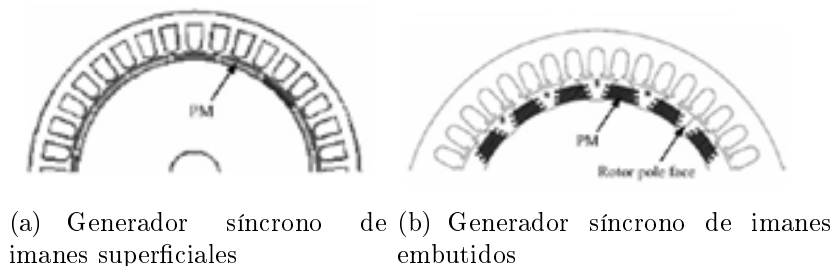


Figura 2.9: Variantes de generadores sincrónicos de flujo radial.

El generador de imanes permanentes de flujo radial, denominado como *máquina sincrónica de imanes permanentes convencional*, es la más común de las máquinas de imanes permanentes. Los principales aspectos constructivos de estas máquinas son: el espacio entre el estator y el rotor radial respecto al eje (*air-gap*), y el estator longitudinal con ranuras e imanes montados en la superficie del rotor.

Por otro lado, el generador de flujo concentrado con imanes embutidos, a diferencia del generador de imanes superficiales, tiene los imanes montados dentro de las ranuras del rotor. Este tipo permite un mayor flujo entre el rotor y el estator, lo que posibilita el uso de imanes más económicos como por ejemplo los de ferritas en lugar de imanes de tierras raras.

Las principales desventajas de estas máquinas son que el uso de imanes de ferritas proporciona un aumento de la masa del generador debido a la cantidad de material magnético, y a su vez es constructivamente más compleja que el generador de imanes superficiales.

2. *Generadores de flujo axial.*

En la fig. 2.10, se presenta un esquema básico de un generador de flujo axial. Constructivamente consta de un espacio entre el rotor y estator en dirección axial (*air-gap*), estator longitudinal respecto al rotor ranurado e imanes montados en la superficie del rotor.

La principal ventaja que presentan estas máquinas es su tamaño reducido para un torque dado, pero presenta como desventaja la gran complejidad del núcleo del estator, ya que este debe ser laminado en dirección paralela a la del movimiento y a su vez paralela a al dirección del eje.

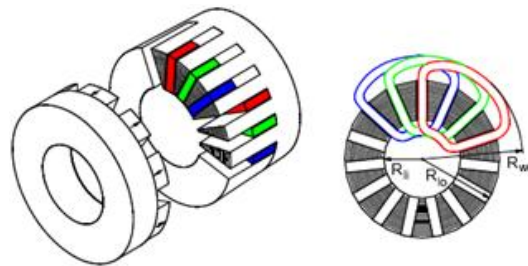


Figura 2.10: Generador de imanes permanentes de flujo axial con ranuras.

En la fig. 2.11, se presenta otra variante de este tipo de máquina, la cual es denominada *Torus*. La diferencia que presenta esta topología es el hecho de tener un estator bobinado y dos rotores con imanes permanentes montados superficialmente como se puede apreciar en la fig. 2.11.

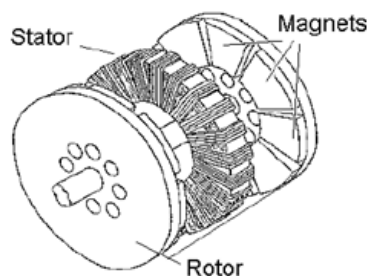


Figura 2.11: Generador de imanes permanentes de flujo axial *Torus*.

La ventaja principal de este tipo de generador frente a la presentada en la fig. 2.10, es que la construcción del estator es más simple. Por otro lado presenta como desventaja, el amplio espacio entre el estator y rotor debido a que el estator no presenta ranuras para introducir el bobinado. A modo de ilustrar este tipo de generador, se puede decir que presenta el doble de masa en comparación con un generador de flujo radial.

3. *Generadores de flujo transversal.*

Este tipo de máquinas a diferencia de los generadores mencionados anteriormente, se caracterizan por la trayectoria del flujo, la cual es perpendicular a la dirección del rotor.

En la fig. 2.12 se presenta un esquema correspondiente a una máquina de flujo transversal.

Las ventajas presentadas por estas máquinas frente a las máquinas de flujo axial son:

- Menos pérdidas en el cobre
- Mayor densidad de fuerza
- Bobinados más sencillos

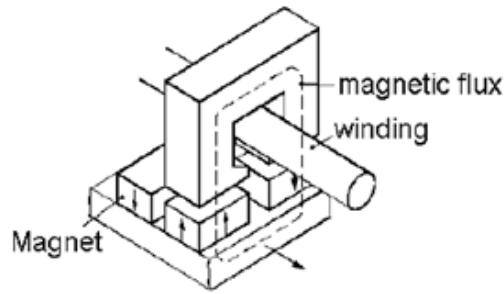


Figura 2.12: Generador de flujo transversal.

En contrapartida estas máquinas son más complejas constructivamente con respecto a la de flujos longitudinales. Otra notoria desventaja es el bajo factor de potencia que presentan estas máquinas, incrementando así los costos del convertidor electrónico.

Configuraciones de aerogeneradores

Algunas de las topologías de los aerogeneradores se presentan en la fig. 2.13, tanto para generadores sincrónicos de imanes permanentes como para generadores de rotor bobinado.

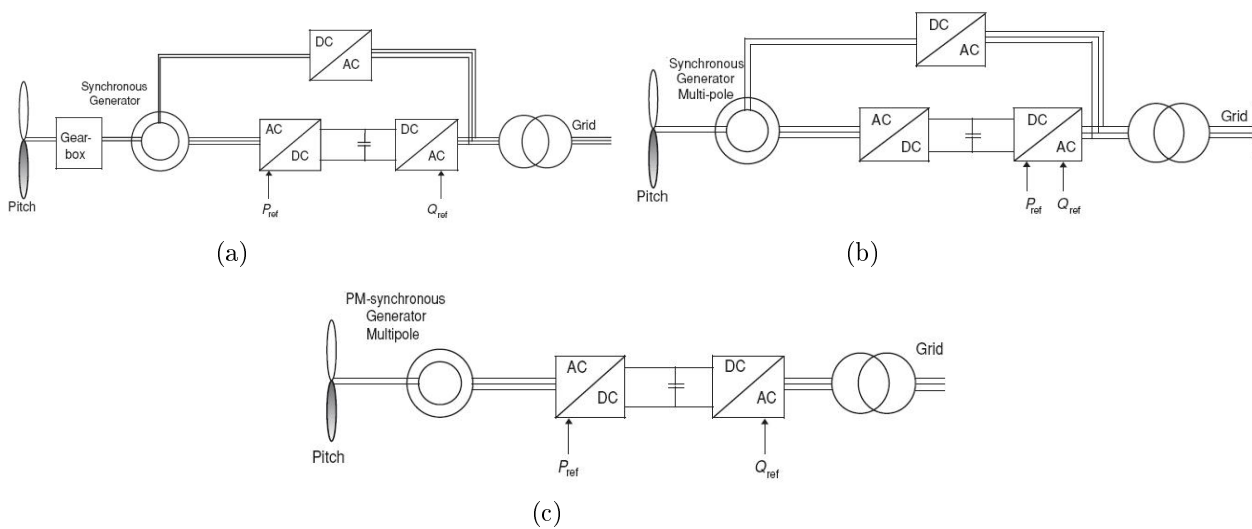


Figura 2.13: Variantes de topologías de generadores sincrónicos.

2.3. Comparación de distintos aerogeneradores

En esta sección se intenta dar los lineamientos generales a la hora de elegir un tipo de generador dependiendo de diversos factores, como pueden ser la ubicación del aerogenerador en términos geopolíticos, los requerimientos de calidad de energía, características geográficas del emplazamiento, características del recurso eólico entre otros.

A continuación se hace un análisis comparativo para potencias nominales de 500 kW y 3 MW, cuadro 2.2, entre generadores síncronos de imanes permanentes sin caja multiplicadora *PMSG* y generadores asíncronos jaula de ardilla de velocidad fija *SCIG*.

Concepto del Generador	<i>PMSG</i>	<i>SCIG</i>	<i>PMSG</i>	<i>SCIG</i>
Potencia nominal (kW)	500	500	3000	3000
Diámetro exterior (m)	2.7	1.5	5	2.5
Largo del sistema (incluye eje de alta velocidad en <i>SCIG</i>)	1.2	3	2	6
Eficiencia promedio	90.7	88.4	91.6	90.0

Cuadro 2.2: Comparación de generadores *PMSG* y *SCIG*.

Del cuadro 2.2, se puede apreciar el gran tamaño de los generadores de imanes permanentes, se observa que para un generador de una potencia nominal de 3 MW el diámetro exterior es aproximadamente de 5 m, lo que conlleva complicaciones en lo que se refiere a la logística de traslado y maniobrabilidad del generador, principalmente para instalaciones *onshore*. Una posible solución para disminuir el gran porte de estas máquinas es la utilización de un caja de transmisión, lo que implica la necesidad de una menor cantidad de polos, o lo que es lo mismo la disminución en tamaño del mismo. A modo de ejemplo el uso de un sistema de transmisión permitiría instalar un generador de 3 MW en el mismo espacio que ocuparía uno de 1.5 MW sin transmisión. Esto se puede visualizar con mayor claridad con el nuevo generador de imanes permanentes denominado V112, que *Vestas*⁽⁶⁾ ha desarrollado, el cual es de una potencia nominal de 3 MW con el uso de una caja multiplicadora. El radio exterior de la góndola de este aerogenerador es de 3.9 m. Otra importante característica de los generadores de imanes permanentes, es el alto rendimiento que estos presentan ante los generadores asíncronos de jaula de ardilla, ver cuadro 2.2, lo cual no es muy intuitivo ya que los generadores asíncronos de jaula de ardilla no presentan pérdidas Joule en los devanados del rotor a diferencia de la máquinas de rotor bobinado. Por otro lado las máquinas de imanes permanentes, como se ha mencionado anteriormente, necesitan un convertidor electrónico "*full scale*", lo que significa que toda la potencia generada pasa a través del convertidor, lo que implica un aumento de pérdidas de este convertidor así como costos más elevados del mismo. Estos costos se ven compensados con el ahorro de la caja de transmisión como se ha mencionado en la sección anterior.

A continuación en las fig. 2.14 (a) y (b), se presentan las tendencias del uso de tecnologías de aerogeneradores en los últimos años. Aunque no se tiene un muestreo hasta la actualidad, vale aclarar que esta tendencia sigue el mismo curso hoy en día.

⁽⁶⁾ Vestas: empresa danesa fabricante de aerogeneradores, referente a nivel mundial.

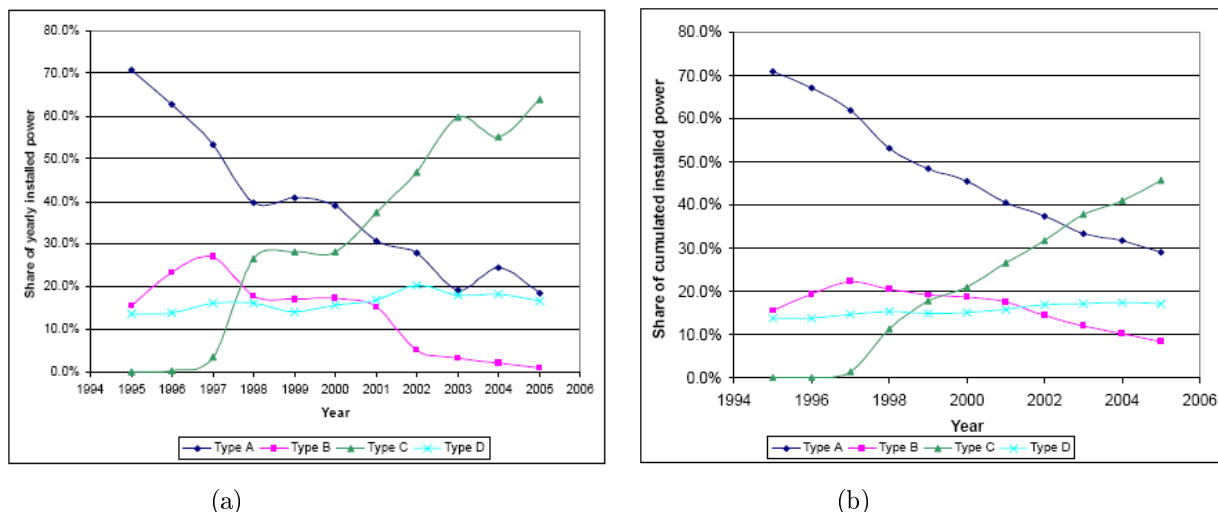


Figura 2.14: Tendencia de tecnologías de aerogeneradores.

En las fig. 2.14 (a) y (b), se usa la siguiente terminología:

- *Type A* - Generador de velocidad fija (SCIIG)
- *Type B* - Generadores de velocidad variable mediante variación de resistencias rotóricas
- *Type C* - Generadores de inducción doblemente alimentados
- *Type D* - Generadores denominados full converter (tanto máquinas asíncronas de rotor bobinado como máquinas sincrónicas).

El gran desarrollo que ha tenido la energía eólica en los últimos diez años, se representa claramente en la fig. 2.15, donde se muestran las curvas de potencia a presión normal de dos generadores no prototipos, por un lado se presenta la curva de un generador danés del año 1998 (generador asíncrono jaula de ardilla y paso fijo) y por otro lado un generador V112 de *Vestas* (generador síncrono de imanes permanentes con transmisión y paso variable) del año 2009. A modo de ejemplo, en el año 1998 para una velocidad de viento de 13 m/s se obtenía una potencia de 500 kW mientras hoy en día se obtiene la misma potencia con la mitad de velocidad de viento (6.5 m/s), en adición a esto se ha incrementado notoriamente la potencia nominal de los aerogeneradores en estos años.

En la fig. 2.16 se presentan las curvas de potencia para distintas tecnologías de aerogeneradores que se encuentran hoy en día en el mercado. Debido al desarrollo tecnológico de los distintos fabricantes las curvas se asemejan bastante.

A la hora de la elección del generador, no alcanza con seleccionar la curva de potencia conveniente, sino que es necesario calcular dichas curvas de energía generada en base a una serie de viento, cuyo resultado depende del emplazamiento elegido.

Para la selección del generador es importante tener en cuenta las dimensiones del mismo, su masa, costo por unidad de torque, su eficiencia, costos por MW instalados, su comportamiento ante faltas, entre otros. En el caso de generadores asíncronos doblemente alimentados

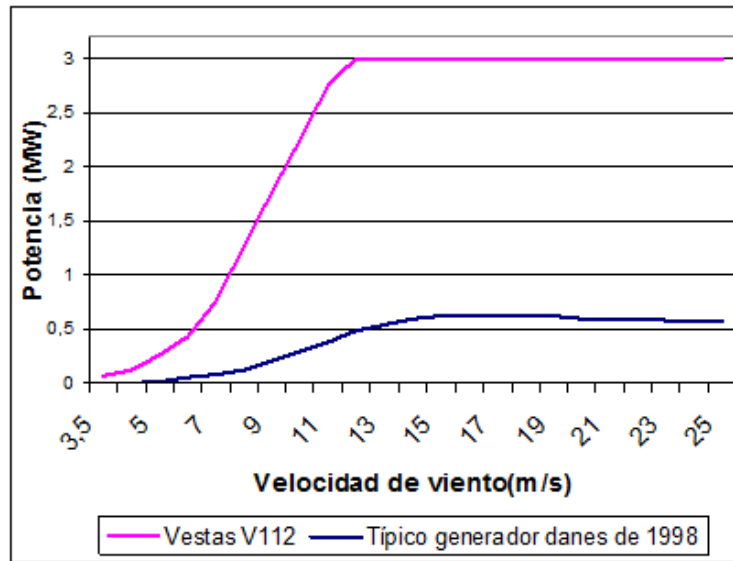


Figura 2.15: Avance tecnológico de aerogeneradores.

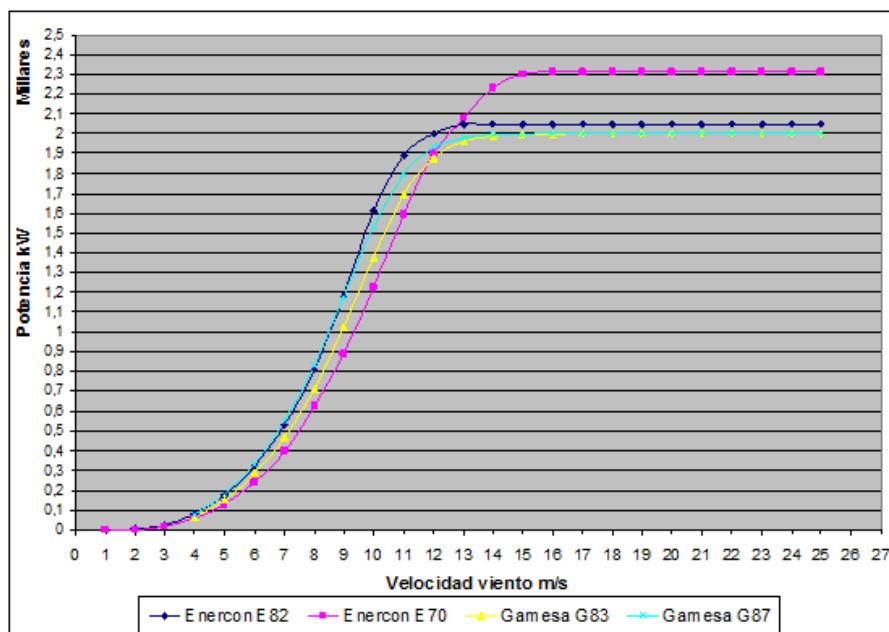


Figura 2.16: Curvas de potencia nominal para distintos fabricantes.

(DFIG) es necesario el uso de protecciones adicionales debido a los picos de corriente que aparecen en la misma ante una falta, esta protección se denomina *Crowbar*. Por otro lado los generadores *full scale*⁽⁷⁾ no presentan este problema.

Otro factor no menor a tener en cuenta a la hora de elegir un generador, es la capacidad de adaptación a los requerimientos de la red, siendo uno de estos factores el comportamiento del

⁽⁷⁾Generadores conectados directamente a la red mediante un convertidor electrónico

generador ante huecos de tensión, el cual es un problema frecuente en redes eléctricas débiles. Los huecos de tensión de cierta duración y magnitud, pueden sacar a los generadores de velocidad fija de servicio, lo que se debe a que la disminución de tensión provoca una disminución en el par eléctrico que realiza la máquina sobre el rotor, lo que provoca una aceleración de la máquina a pesar de no haber cambiado la velocidad del viento. Este embalamiento depende de las condiciones en que se encuentre el generador en el momento que se presenta un hueco de tensión, más precisamente la potencia a la que se encuentra generando.

Los generadores de velocidad variable son mucho más fiables ante huecos de tensión, debido a que tratan de impedir el embalamiento del generador. Hoy en día las exigencias ante huecos de tensión impuestos por los sistemas eléctricos son mayores, lo que ha implicado la utilización de equipos auxiliares aún en tecnologías de generadores de velocidad variable. En la fig. 2.17 se puede apreciar la respuesta requerida de un aerogenerador ante un hueco de tensión.

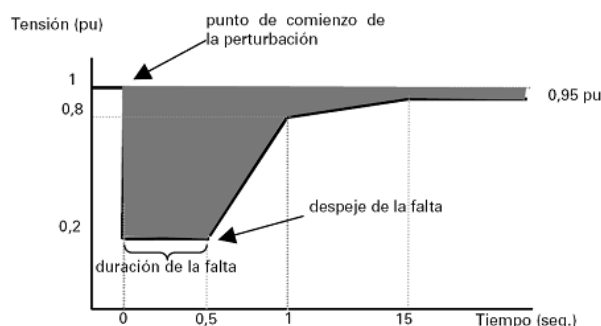


Figura 2.17: Curvas requeridas de la respuesta del aerogenerador ante huecos de tensión.

Debido a que algunas tecnologías de velocidad variable no puedan cumplir con las actuales exigencias ante huecos de tensión, se abre la posibilidad de la utilización de tecnologías dejadas de lado en los últimos años, como pueden ser los generadores asíncronos jaula de ardilla conectados a la red mediante un convertidor electrónico.

2.4. Tendencias y perspectivas a futuro

Cada vez se tiende al uso de generadores de mayor potencia y mayores prestaciones en lo que respecta al control de tensión y potencia. Debido a esto, es clara la tendencia al uso de generadores sincrónicos con o sin imanes permanentes conectadas a la red mediante un convertidor.

A pesar de esta tendencia mencionada anteriormente, actualmente la tecnología de generadores dominante es la DFIG, a modo de ilustrar esto, en el 2005 aproximadamente el 47 % de la potencia eólica instalada en el mundo eran DFIG y tan solo un 18 % eran tecnología *full converter*.

Datos más recientes se pueden apreciar en la fig. 2.18, donde claramente se ve el dominio en España, en potencia acumulada, de *Gamesa* y *Vestas*, los cuales son los principales fabricantes de tecnología asíncrona. En la fig. 2.19 se puede apreciar la potencia instalada en

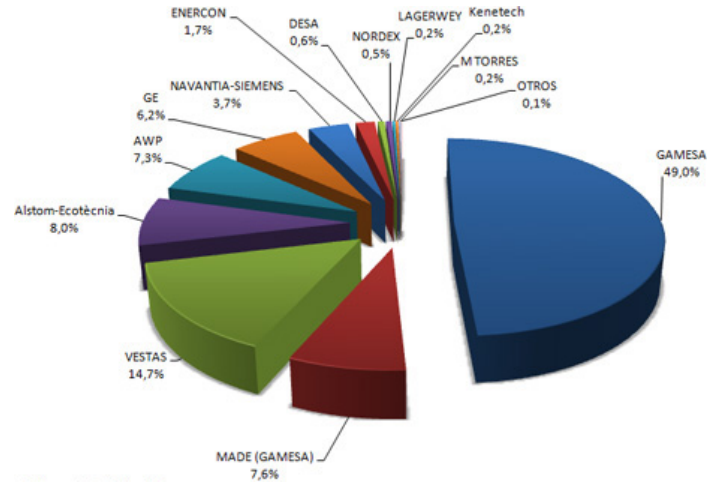


Figura 2.18: Potencia instalada en España acumulada por fabricantes al 01/01/2009.

España en el año 2008 por cada fabricante, donde se aprecia el dominio de los fabricantes anteriormente mencionados.

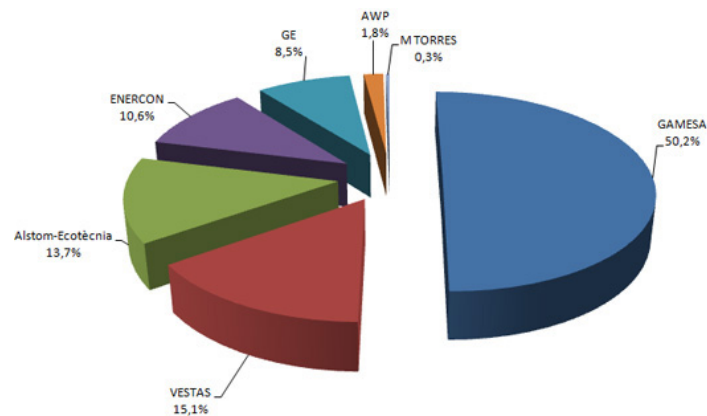


Figura 2.19: Potencia instalada en España en 2008 por fabricantes.

La tendencia con respecto a la reglamentación, consta en mayores exigencias ante contingencias como puede ser la respuesta ante huecos de tensión y variaciones de frecuencia. Las nuevas reglamentaciones, tienden a regular la frecuencia mediante un control de potencia activa de los generadores. Es por estas nuevas reglamentaciones que se restringe la máxima potencia activa generada así como también las soluciones tecnológicas que permiten una optimización de la energía obtenida del recurso eólico. En lo que respecta a la inyección de energía eólica a las redes, en los grandes parques eólicos se trata de usar la menor cantidad de máquinas con la mayor potencia posible, por ejemplo en Dinamarca en donde se han utilizado gran parte de los lugares propicios para la instalación de parques eólicos, se ha optado por la sustitución de máquinas por otras de mayor potencia.

Otro tipo de tecnología en desarrollo ha sido la instalación de energía eólica *offshore*⁽⁸⁾, así como la construcción de máquinas de mayor potencia con generadores de media tensión. Por otro lado se está trabajando hoy en día en la mejora de los sistemas de transmisión de corriente continua (HVDC) para transportar la energía generada en instalaciones *offshore*.

2.5. Conclusiones

En este capítulo se han mostrado las distintas tecnologías en lo que respecta a la energía eólica, haciendo un análisis comparativo de las mismas y una breve presentación de sus principales características. Se ha dejado en claro en que situación se encuentra el *estado del arte* sobre estos temas cuya variabilidad y crecimiento es constante.

Se puede concluir que en términos de aprovechamiento del recurso eólico no hay grandes diferencias entre las tecnologías presentes en la actualidad. Por otro lado se ha presentado el avance tecnológico en los últimos diez años, tanto en términos de generación como en la respuesta de las máquinas ante contingencias como huecos de tensión, y en lo que se refiere a calidad de energía.

La supervivencia de las tecnologías expuestas en este capítulo, está condicionada a los requisitos de los sistemas eléctricos, los cuales son cada vez más exigentes y sin duda a medida que se incremente la potencia de energía eólica instalada en el mundo, van a ser más rigurosos. Estas reglamentaciones más exigentes día a día van a ser el hilo conductor al desarrollo de nuevas tecnologías a futuro. Es por ello que es de vital importancia que los operadores de los sistemas eléctricos dominen todos los aspectos asociados a estas tecnologías, ya que son éstos quienes deben guiar a los fabricantes respecto a los requerimientos de sus productos.

⁽⁸⁾Los aerogeneradores *offshore* son aerogeneradores instalados en el agua, fuera de la plataforma continental. Generalmente se utilizan generadores de mayor potencia, dado que los vientos son superiores debido a la menor rugosidad del terreno en el agua que en la tierra.

Capítulo 3

Modelo de la Máquina de Inducción

3.1. Introducción

Las máquinas de inducción presentan claras ventajas cuando de generación eólica se trata, dada su sencilla operación, su construcción robusta, y su menor costo frente a otro tipo de generadores [8]. Pero es en particular, la posibilidad de operar a velocidad variable lo que las convierte en las preferidas a la hora de pensar en este tipo de generación. En este capítulo, se estudiará el modelo en régimen permanente de la máquina de inducción, realizando un breve pasaje por su principio básico de funcionamiento, presentando el modelo estrella equivalente, un estudio sobre los flujos de potencia y el par en el eje de la misma. A su vez se presentan las ecuaciones que serán fundamentales a la hora del modelado de la máquina y del resto del sistema. Por último se realiza especial hincapié en las máquinas de rotor bobinado (para su uso como DFIG), brindando un estudio de los modos de operación subsíncrono y supersíncronos, los cuales sientan las bases para el análisis de distintas configuraciones para el control de velocidad.

3.2. Principio de funcionamiento

Para comprender el funcionamiento de la máquina de inducción, se comenzará pensando en la misma funcionando como motor⁽¹⁾. En la fig. 3.1 se observa un diagrama esquemático de los bobinados estatóricos y rotóricos.

Al circular por los bobinados estatóricos un sistema trifásico equilibrado de corrientes de frecuencia ω_s , se genera un campo magnético \vec{B} giratorio de velocidad angular ω_s y módulo proporcional a $N_E|I_E|$, este campo arrastra al rotor a una velocidad angular ω_m , como resultado se obtiene un campo magnético giratorio, girando a una velocidad angular $s\omega_s$ respecto al rotor, el cual será el encargado de inducir un sistema trifásico de tensiones en el rotor. Como habitualmente en los motores de inducción los bobinados rotóricos están cortocircuitados, aparece un sistema trifásico equilibrado de corrientes (I_R) de frecuencia $s\omega_s$. Estas corrientes inducen en régimen permanente un par en el eje que iguala el par resistente tal como expresa 3.1.

$$C_M = C_R \tag{3.1}$$

⁽¹⁾ Es de esperar que esta modalidad de funcionamiento sea manejada y entendida por el lector

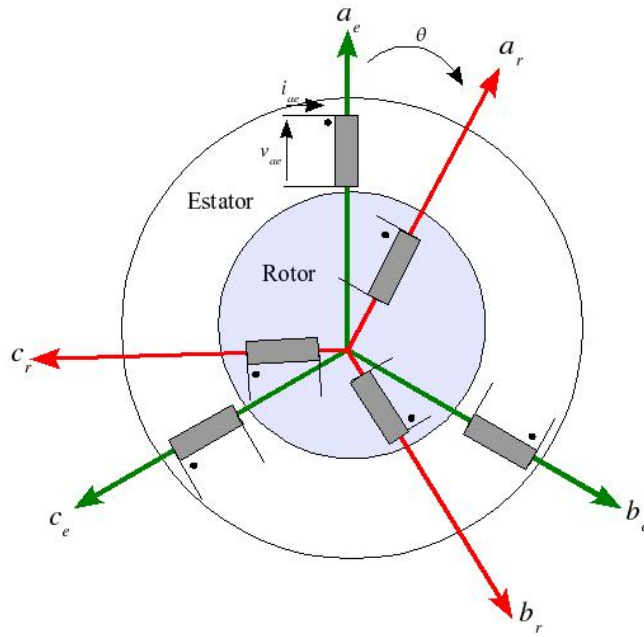


Figura 3.1: Diagrama de una máquina de inducción [11]

En caso de que la máquina se encuentre funcionando como generador, se debe realizar un estudio análogo con la diferencia de que el par en el eje es impuesto externamente, lo que produce un par resistente, el cual es el encargado de generar un sistema trifásico de corrientes en los bobinados de estator. Por último es menester aclarar que el estudio a realizar en este capítulo será en un principio para una máquina de un sólo par de polos y luego se generalizará para máquinas de p pares de polos.

3.3. Modelo en régimen permanente

A la hora de arribar a un circuito monofásico equivalente, que sirva para modelar la máquina en régimen permanente, es necesario tener en cuenta los fenómenos que suceden en la misma y cómo representarlos en un circuito. Dicho circuito se representa en la fig. 3.2. A continuación se listan los componentes del mismo y los fenómenos asociados.

- Las pérdidas del núcleo se modelan como una resistencia R_c equivalente, estas pérdidas se deben a la histéresis del núcleo magnético y a las pérdidas de Foucault.
- La resistencia serie del estator R_1 , modela las pérdidas Joule de los bobinados del mismo.
- La reactancia X_1 , modela las fugas del flujo magnético asociado al estator.
- La reactancia de magnetización es modelada como X_m , debido a que la permeabilidad magnética $\mu \neq \infty$.
- E_1 es la tensión inducida en el estator.
- Las pérdidas Joule en el rotor y las fugas magnéticas se modelan por R_r y X_r en serie.

- La relación de vueltas entre los bobinados del estator y del rotor esta dada por r , siendo esta relación $r = \frac{N_E}{N_R}$.

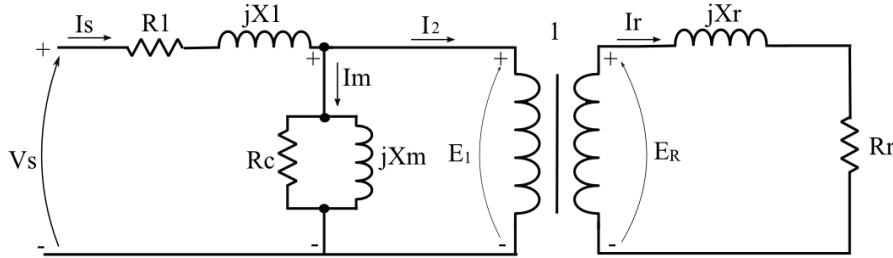
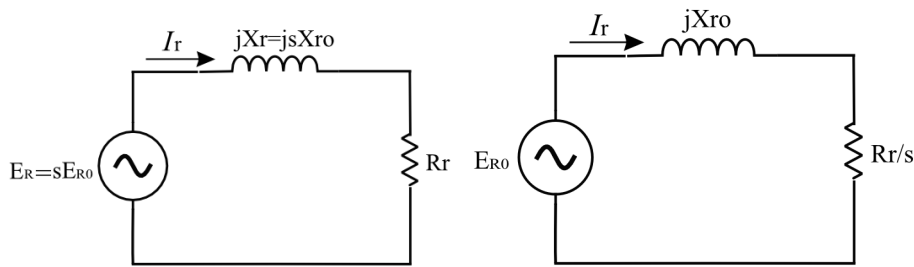


Figura 3.2: Modelo por fase de MI como *transformador rotativo* [12] (modificada)

Siendo E_R la tensión inducida en el rotor y E_{R0} la tensión inducida en condición de rotor bloqueado, es decir a la misma frecuencia que el estator; entonces se cumple 3.2.

$$E_R = sE_{R0} \quad (3.2)$$

En la fig. 3.3 se representa el rotor de la máquina en un circuito monofásico equivalente.



(a) Circuito monofásico equivalente del rotor

(b) Circuito monofásico equivalente del rotor pasando dependencia de la velocidad a la impedancia

Figura 3.3: Circuito monofásico del rotor [12](modificada)

La impedancia asociada al rotor es $Z_r = \frac{R_r}{s} + jX_{r0}$, tomando como hipótesis que la tensión en el rotor es E_{R0} (condición de rotor bloqueado), por lo que se considera la variación de velocidad del rotor en esta impedancia en lugar de considerarla en la tensión inducida en el rotor. En la fig. 3.3 se aprecian los circuitos equivalentes para ambas consideraciones.

3.3.1. Circuito monofásico estrella equivalente

Siendo r la relación de vueltas entre los bobinados del estator y del rotor, y pasando la tensión E_{R0} al estator, la cual se representa como E_1 en la fig. 3.4, se cumple 3.3 y 3.4.

$$E_1 = rE_{R0} \quad (3.3)$$

$$I_r = rI_2 \quad (3.4)$$

La impedancia del rotor vista del estator, usando la relación de transformación, está dada por 3.5.

$$Z_r = r^2 \left(\frac{R_r}{s} + jX_{r0} \right) \quad (3.5)$$

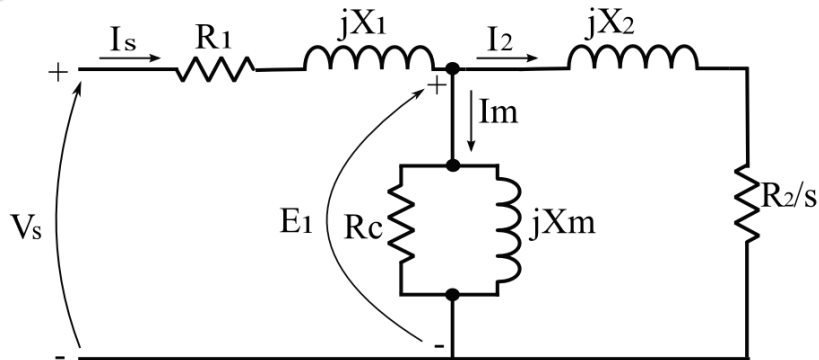
Siendo

$$R_2 = r^2 R_r$$

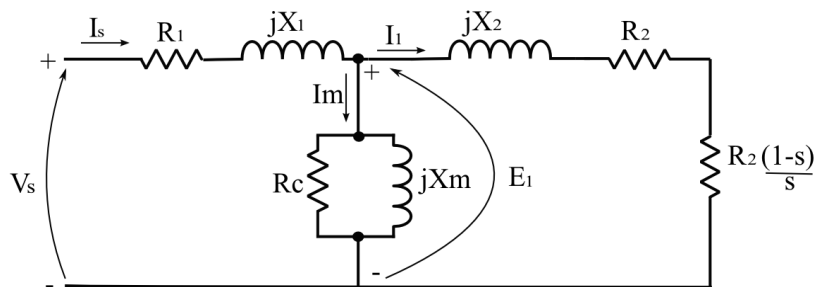
y

$$X_2 = r^2 X_{r0}$$

En la fig. 3.4 se puede apreciar el circuito monofásico estrella equivalente visto desde el estator. La resistencia $\frac{R_2}{s}$, de la fig. 3.4 (a), representa las pérdidas Joule de los bobinados rotóricos y la potencia mecánica total en el eje. Esta resistencia se puede descomponer en $R_2 \frac{(1-s)}{s} + R_2$, de esta manera se asocia el primer término $R_2 \frac{(1-s)}{s}$, a la potencia mecánica y el segundo término R_2 , a las pérdidas Joule de los bobinados del rotor, como muestra la fig. 3.4 (b).



(a)



(b)

Figura 3.4: Modelo estrella equivalente [12] (modificada)

3.3.2. Balance de potencia de la máquina de inducción

Es menester realizar un balance energético a través de la máquina de inducción, esto permitirá en primera instancia tener en claro las expresiones para la potencia de entrada y salida, así como también las pérdidas en distintas zonas de la máquina. En segunda instancia, se sentarán las bases para el diseño del bloque de la máquina utilizado para el control de velocidad [1].

Potencia de entrada:

$$P_{in} = 3.Vs.I_s \cos \varphi \quad (3.6)$$

Pérdidas en el estator:

$$P_{JE} = 3.R_1.I_s^2 \quad (3.7)$$

Pérdidas en el núcleo:

$$P_{LC} = 3.\frac{E_1^2}{R_c} \quad (3.8)$$

Potencia que llega al rotor (potencia de entrehierro):

$$P_g = 3.I_r^2 \frac{R_r}{s} = 3.I_2^2 \frac{R_2}{s} \quad (3.9)$$

Pérdidas en el rotor:

$$P_{rl} = 3.R_r.I_r^2 = 3.R_2.I_2^2 \quad (3.10)$$

Potencia a la salida:

$$P_{out} = P_g - P_{rl} \quad (3.11)$$

Finalmente operando:

$$P_{out} = P_g.(1 - s) \quad (3.12)$$

$$P_{rl} = P_g.s \quad (3.13)$$

3.4. Balance de potencia de un motor sincrónico con extracción de potencia rotórica

El modelo recién presentado se puede modificar en la hipótesis de que se abre el rotor y se conecta una fuente de tensión con lo cual se controle la potencia intercambiada con el rotor. En el modelo de la fig. 3.2 bastará con asumir que la fuente de tensión que entrega o consume potencia se representa con una resistencia equivalente en serie con R_r . En suma, todo el estudio es similar y se debe interpretar la potencia saliente $s.P_g$ como la suma de la potencia efectivamente disipada en la resistencia rotórica y la potencia P_2 extraída del rotor por lo que resulta 3.14.

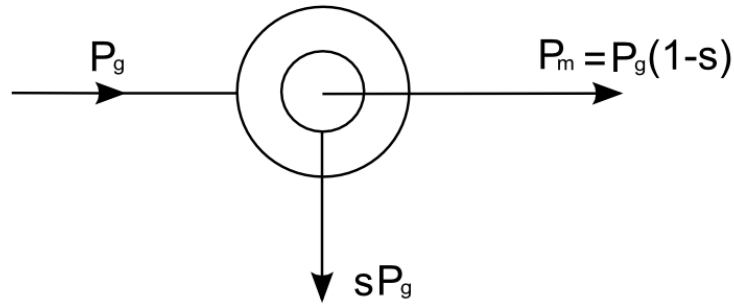


Figura 3.5: Balance de potencia de la máquina de inducción (convención motor)

$$sP_g = P_2 + P_{rl} \quad (3.14)$$

3.5. Consideraciones sobre la máquina de inducción de rotor bobinado (utilizado en DFIG)

Antes del advenimiento de los semiconductores, las máquinas de rotor bobinado eran usadas con resistencias rotóricas externas de forma tal de controlar el deslizamiento, y como consecuencia de ello se perdía potencia en dichas resistencias⁽²⁾. El generador de inducción de rotor bobinado (GRB) no es tan robusto comparado con el de jaula de ardilla (GJA), pero son la única alternativa aceptable cuando se habla de conversión de energías renovables con potencias en el orden de los megawatts [8].

Si se compara este tipo de generador con el de jaula de ardilla se pueden encontrar las siguientes ventajas:

- El GJA requiere un convertidor que procese la potencia total de generación, mientras que el GRB requiere un convertidor que puede ser comandado por una porción de la potencia total de generación (la potencia de deslizamiento).
- El GRB tiene un control más simple debido a que la corriente magnetizante es prácticamente constante independiente de la frecuencia del rotor.
- Un sistema basado en una máquina de inducción de rotor bobinado puede operar en los cuatro cuadrantes entorno a la velocidad de sincronismo, pudiendo operar en modo motor (por ejemplo para bombear agua).
- El GRB incrementa la estabilidad de los sistemas de potencia, permitiendo suprimir las fluctuaciones intercambiando rápidamente energía desde el sistema eléctrico hacia la inercia de la máquina sin pérdida de sincronismo, tal como pasa con las máquinas sincrónicas que no son *full converter*.

Vale aclarar que esta es una comparación entre máquinas de inducción de rotor bobinado y de jaula de ardilla dejando afuera lo que sucede con las máquinas sincrónicas.

⁽²⁾ Ver Capítulo 4

3.6. Modos de funcionamiento subsíncrono y supersíncrono

El rango de funcionamiento del generador puede ser dividido en dos regiones bien diferenciadas llamadas subsíncrona y supersíncrona. En esta sección se analiza que consecuencias tiene sobre el flujo de potencia estar operando en cada una de estas regiones, y se presenta una justificación intuitiva de dichos modos de funcionamiento. A su vez, se brindan esquemas de funcionamiento en cada una de las respectivas regiones y un diagrama de flujos de potencia. Para este análisis se utilizará la convención de signos motor.

3.6.1. Región de funcionamiento subsíncrona

En la región subsíncrona la velocidad del rotor es menor que la velocidad de sincronismo, en el uso tradicional de las máquinas de inducción esto implicaría que la misma estuviera funcionando como motor y nunca como generador. El uso de máquinas de rotor bobinado permite inyectar o extraer potencia del circuito rotórico, en este caso si la potencia de deslizamiento es negativa, la máquina trabaja como generador a una velocidad por debajo de la de sincronismo. El deslizamiento en esta región es positivo y la potencia que llega al rotor atravesando el entrehierro es negativa ($P_g < 0$), derivando justamente en una potencia de deslizamiento negativa, alimentada desde el convertidor hacia el circuito rotórico. Matemáticamente es posible resumir las condiciones de operación en la región de funcionamiento subsíncrona como se indica en el cuadro 3.1 [7][2].

$$\begin{array}{|c|c|} \hline \hline 0 < s < 1 & P_m < 0 \\ \hline P_g < 0 & sP_g = P_2 + P_{rl} \\ \hline sP_g < 0 & |P_m| < |P_g| \\ \hline \hline \end{array}$$

Cuadro 3.1: Condiciones de operación subsíncrona [7]

3.6.2. Región de funcionamiento supersíncrona

La región supersíncrona, en donde la velocidad del rotor es mayor que la velocidad sincrónica, es la región tradicional de trabajo de las máquinas de inducción para la modalidad generador. En esta modalidad, la potencia de salida del estator mantiene un valor constante P_g de signo negativo, mientras que el exceso de potencia mecánica a la entrada también de signo negativo, es reflejado como potencia de deslizamiento a la salida del circuito rotórico de signo positivo. Trabajando en esta región la potencia es extraída tanto del rotor como del estator, siendo la potencia total a la salida definida como la suma de ambos componentes. Matemáticamente es posible resumir las condiciones de operación en la región de funcionamiento subsíncrona como se indica en el cuadro 3.2 [7][2].

3.6.3. Estudio de flujos de potencia de un DFIG

La idea de este apartado, es dar una justificación intuitiva del sentido de los flujos de potencia en ambas regiones de funcionamiento con una convención de signos adecuada a la aplicación específica de un DFIG. Para ello se realizará un balance de potencias aproximado,

$-1 < s < 0$	$P_m < 0$
$P_g < 0$	$sP_g = P_2 + P_{rl}$
$sP_g > 0$	$ P_m < P_g $

Cuadro 3.2: Condiciones de operación supersíncrona [7]

despreciando las pérdidas en el cobre de los bobinados (lo cual es más razonable en máquinas grandes que en las pequeñas [3]). Es menester recordar que se estaba trabajando con la convención motor. Si se redibuja el esquema de la fig. 3.5 cambiando las convenciones de signos se obtiene el esquema de la fig. 3.6. En el mismo se asume que se cumple 3.15 y 3.16.

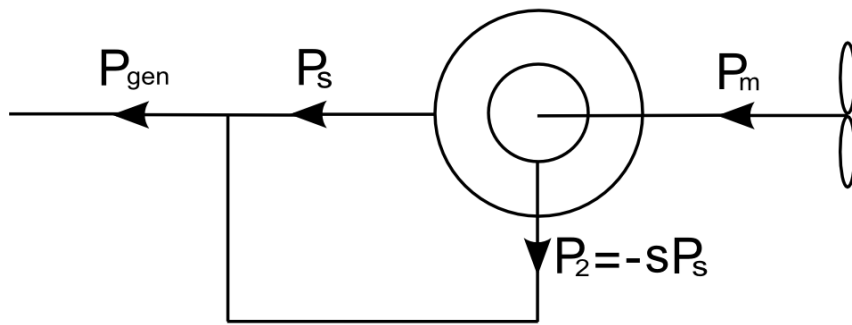


Figura 3.6: Balance de potencia de la máquina de inducción (convención generador)

$$P_s = -P_g \quad (3.15)$$

$$P_2 = sP_g = -s.P_s \quad (3.16)$$

La potencia total generada por la máquina es entonces 3.17.

$$P_{gen} = P_s + P_2 = P_s(1 - s) \quad (3.17)$$

Teniendo en cuenta que en este análisis aproximado se están dejando las pérdidas de lado, se puede decir que el módulo de la potencia generada corresponde con la potencia mecánica a la entrada, no así los signos correspondientes donde teniendo en cuenta el sentido del flujo de potencia y la convención utilizada se tiene que $P_m < 0$. Por lo tanto se obtienen las correspondientes expresiones para la potencia a la salida del rotor y del estator:

$$P_s = \frac{-P_m}{1 - s} \quad (3.18)$$

$$P_2 = \frac{s.P_m}{1 - s} \quad (3.19)$$

Del balance de potencia realizado queda de manifiesto que cuando la máquina funciona como generador a velocidades inferiores a las de sincronismo ($0 < s < 1$) el signo de la potencia rotórica es negativo, lo que significa que la máquina absorbe energía del convertidor electrónico (que por lo tanto funciona como inversor), aunque la máquina absorbe potencia por el rotor y la

entrega por el estator, la potencia total es generada. Cuando la máquina funciona a velocidades superiores a la de sincronismo ($-1 < s < 0$) el signo de la potencia rotórica es positivo, con lo que la máquina entrega energía a la red por el estator y por el rotor, en este caso el convertidor electrónico debe funcionar como rectificador. Si se desea trabajar tanto para velocidades inferiores como superiores a la de sincronismo el convertidor debe ser bidireccional [3]. Por último se resumen estos resultados en las fig. 3.7 en dos situaciones diferentes, en la primera se considera que la potencia estatórica es constante en todo el margen de variación de la velocidad, pudiéndose observar como en el caso de superar la velocidad de sincronismo la potencia generada por el sistema es mayor que la potencia estatórica de la máquina. En la segunda se considera la potencia mecánica de entrada constante, como ocurre básicamente cuando se utilizan turbinas con control de paso de pala, en este caso la potencia estatórica disminuye con el aumento de la velocidad, esto viene de la mano con un aumento gradual de la potencia rotórica.

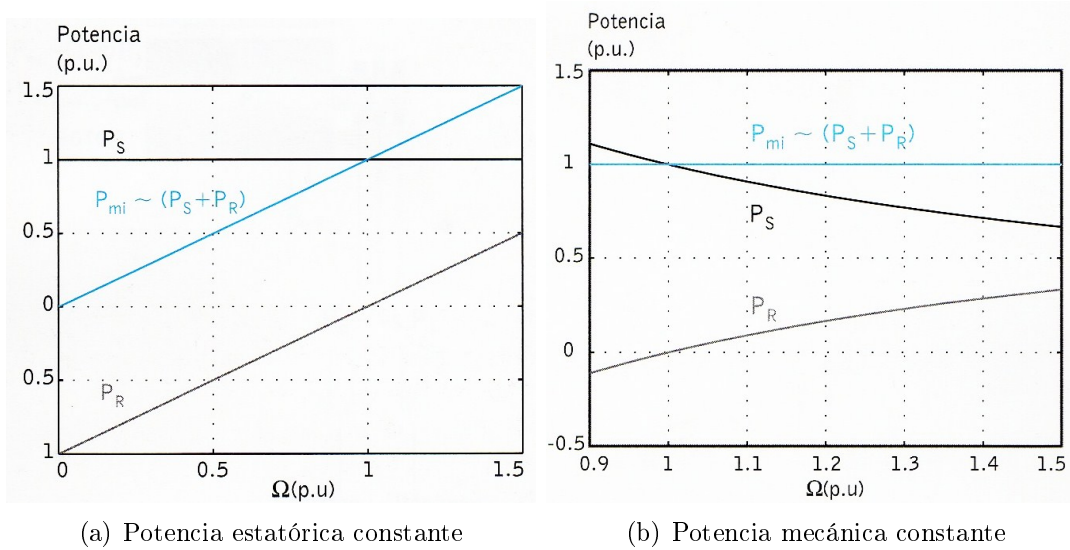


Figura 3.7: Flujo de potencia en el generador en función de la velocidad para distintas situaciones [3]

3.6.4. Bloque utilizado para el control de velocidad

Teniendo en cuenta las expresiones arrojadas en el balance energético anterior y la expresión de la potencia mecánica a la salida, se arribará al modelo del par realizado por la máquina de inducción a utilizar a la hora de simular el sistema, de forma de analizar el funcionamiento del control de velocidad.

Igualando la potencia mecánica a la salida con la potencia de salida expresada en 3.11:

$$P_{out} = Tg \cdot \frac{wg}{p} \quad (3.20)$$

Por otro lado:

$$ws - wg = ws \cdot s \longrightarrow wg = (1 - s) \cdot ws \quad (3.21)$$

Luego usando 3.9:

$$Pg = Tg \cdot \frac{wg}{p} \quad (3.22)$$

Finalmente como se asume 3.13 se obtiene:

$$Tg = p \frac{P_2}{ws - wg} \quad (3.23)$$

En base a 3.23 es que se realizará el bloque correspondiente⁽³⁾ a la hora de estudiar el funcionamiento del sistema para el control de potencia en el entorno de simulación. Cabe aclarar que en 3.23 tanto ws como wg , se encuentran representadas en grados eléctricos por segundo.

3.7. Conclusiones

En este capítulo se revisó el modelo en régimen permanente de la máquina de inducción, realizando en el proceso un breve análisis del principio de funcionamiento de la misma. Luego de ello se procedió a brindar un balance energético que condujo a las ecuaciones básicas necesarias para realizar el bloque correspondiente a la máquina de inducción el cuál será de gran importancia a la hora de realizar el modelo del sistema para el control de potencia. Se mencionaron algunas de las particularidades de las máquinas de inducción de rotor bobinado, así como también sus ventajas frente a los generadores de jaula de ardilla. Finalmente se estudiaron los modos de funcionamiento subsíncrono y supersíncrono analizando detalladamente qué es lo que sucede con los flujos de potencia a través de la máquina en cada uno de estos casos.

⁽³⁾ Ver Capítulo 9

Capítulo 4

Análisis de Diferentes Configuraciones para el Control de Velocidad de la Máquina de Inducción en Régimen Restringido

4.1. Introducción

A lo largo del presente capítulo se muestran un conjunto de posibles configuraciones para realizar el control de velocidad de una máquina de inducción. Este tipo de análisis se enmarca dentro del llamado *control por deslizamiento* de la máquina, y se puede llevar a cabo debido al uso de máquinas de rotor bobinado, como es el caso de la máquina utilizada para la mayoría de los generadores eólicos. La principal ventaja de este control es que permite, mediante el manejo del flujo de potencia a través del rotor, controlar el deslizamiento.

Tradicionalmente las máquinas de rotor bobinado han sido utilizadas para un barato control de velocidad variando la resistencia rotórica mediante el uso de reóstatos, con el paso del tiempo y junto con el desarrollo de los dispositivos semiconductores de potencia se han diseñado métodos alternativos más sofisticados para poder aprovechar dicha potencia rotórica sin que la misma sea pérdida completamente por efecto Joule, es así que surgen los diferentes métodos de control como los de Kramer y Scherbius⁽¹⁾ que se analizan en este capítulo. Como se muestra más adelante los dispositivos de control por deslizamiento muestran características DC tanto en régimen permanente como dinámico, lo que hace que este simple control presente mínimos problemas de estabilidad [1].

4.2. Control mediante resistencia rotórica estática [2]

La velocidad de una máquina de inducción de rotor bobinado se puede variar cambiando la resistencia rotórica, es decir aumentando las pérdidas en el rotor. Está demás decir que este

⁽¹⁾ Arthur Scherbius (20 de Octubre de 1878 - 13 de Mayo de 1929), ingeniero eléctrico alemán, que patentó la máquina Enigma, trabajó en diversas compañías eléctricas en Alemania y Suecia. En 1918 fundó la compañía *Scherbius and Ritter*, hizo numerosas contribuciones de investigación sobre motores asíncronos asociadas al nombre de *Scherbius Principle*. [18]

método de control de velocidad es muy ineficiente debido a que se está disipando energía en una resistencia para realizar el control de velocidad de la máquina. Este método de control de velocidad permite un amplio rango de control para deslizamientos positivos, así como también obtener un bajo factor de potencia. La resistencia rotórica se puede variar mecánicamente (mediante un reóstato, o cortocircuitando resistencias) o mediante un rectificador y un chopper como se puede ver en la fig. 4.1. A continuación se realizará el análisis de este circuito.

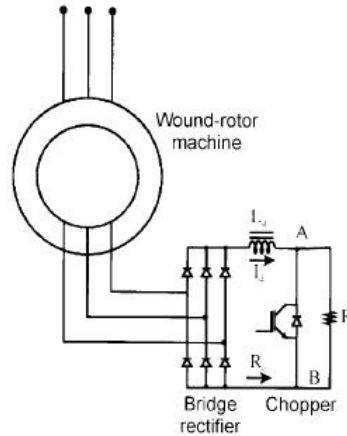


Figura 4.1: Variación de resistencia rotórica mediante un chopper [2]

Como se puede ver en la fig. 4.1 el estator de la máquina de inducción está conectado directamente a la red, mientras que el rotor está conectado a la resistencia con un chopper a través de un puente rectificador. La inductancia L_d es lo suficientemente grande como para poder asumir que la corriente I_d sea lisa. El chopper conecta y desconecta periódicamente a la resistencia R_d del circuito, cuando el chopper está apagado, la resistencia es conectada al circuito rotórico y la corriente I_d circula por la misma disipando potencia. Cuando el chopper se encuentra encendido la resistencia es cortocircuitada. El chopper se maneja con un ciclo de trabajo $\delta = \frac{t_{on}}{T}$ siendo t_{on} el tiempo en el cual el chopper se encuentra encendido y T el período con el que se maneja el mismo. Como se demostrará se puede variar la característica par velocidad de la máquina cambiando el ciclo de trabajo del chopper.

4.2.1. Equivalente DC del circuito

Para analizar el comportamiento de la máquina es posible realizar un modelo equivalente del circuito rotórico en continua. Despreciando el efecto de la conmutación en los diodos del puente rectificador y asumiendo que la corriente a la salida del puente rectificador I_d es lisa, se tiene que el valor eficaz de la corriente rotórica vale:

$$I_{ref} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_d \quad (4.1)$$

Realizando un balance de potencia es posible hallar las resistencias equivalentes del lado DC del circuito rotórico.

Pérdidas del lado AC:

$$P_{AC} = 3(sR_s + R_r)I_{reff}^2 = 3(sR_s + R_r) \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_d \right)^2 \quad (4.2)$$

Pérdidas del lado DC:

$$P_{DC} = R_{equiv} I_d^2 \quad (4.3)$$

Igualando las potencias P_{AC} y P_{DC} se obtiene que la resistencia equivalente del lado DC es:

$$R_{equiv} = 2sR_s + 2R_r \quad (4.4)$$

Una vez realizado el pasaje de las resistencias se debe realizar el mismo equivalente para las inductancias de fugas de la máquina. El efecto de estas inductancias se ve reflejado a la salida del puente rectificador a través de las pérdidas por conmutación que generan estas cargas inductivas. Por lo tanto las inductancias aparecerán a la salida del puente rectificador como una pérdida en el valor medio de la tensión de salida del puente. Las pérdidas por conmutación debidas a las inductancias de fugas se pueden expresar como 4.5.

$$\Delta V = \frac{3}{\pi} (sX_s + sX_r) I_d \quad (4.5)$$

Por último la tensión a la salida del puente rectificador será la tensión de alimentación a la máquina pasada al lado del rotor y luego multiplicada por el factor $\frac{3\sqrt{2}}{\pi}$ (salida de un puente de diodos), según 4.6.

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} s\sqrt{3}V_s' \quad (4.6)$$

Teniendo en cuenta las relaciones obtenidas en 4.4, 4.5, 4.6 y considerando la resistencia del bus de continua R_d se obtiene el circuito equivalente que se muestra en la fig. 4.2.

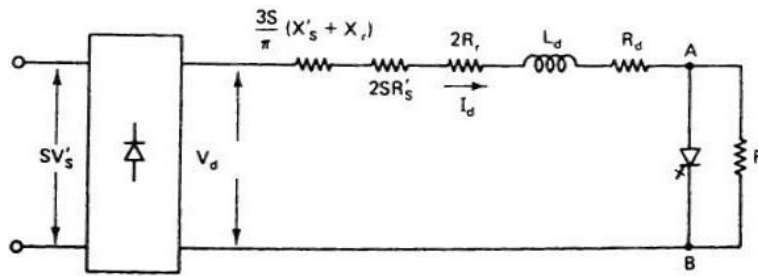


Figura 4.2: Equivalente DC del circuito rotórico [1]

4.2.2. Característica par-velocidad

En esta subsección se deducirá la ecuación del par desarrollado por la máquina en función de la velocidad y el ciclo de trabajo con el que se opera el chopper. Planteando las ecuaciones del circuito se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned} \text{Con el chopper encendido: } & L_d \frac{\partial i_1}{\partial t} + R_1 i_1 = V_d & 0 \leq t \leq \delta T \\ \text{Con el chopper apagado: } & L_d \frac{\partial i_2}{\partial t} + R_2 i_2 = V_d & \delta T \leq t \leq T \end{aligned}$$

Donde $R_1 = \frac{3}{\pi}(sX_s + sX_r) + 2sR_s + 2R_r + R_d$, $R_2 = R_1 + R$ e i_1 e i_2 las corrientes por el bus de continua cuando el chopper esta encendido y apagado respectivamente.

En régimen permanente se tiene que:

$$\begin{cases} i_1(0) = i_2(T) \\ i_1(\delta T) = i_2(\delta T) \end{cases} \quad (4.7)$$

Resolviendo las ecuaciones diferenciales se obtienen las funciones temporales de las corrientes para las dos configuraciones del sistema:

$$i_1(t) = I_{d1} + (I_1 - I_{d1})e^{-\frac{t}{\tau_1}} \quad 0 \leq t \leq \delta T \quad (4.8)$$

$$i_2(t) = I_{d2} + (I_2 - I_{d2})e^{-\frac{t-\delta T}{\tau_2}} \quad \delta T \leq t \leq T \quad (4.9)$$

Donde:

$$\tau_1 = \frac{L_d}{R_1} \quad (4.10)$$

$$\tau_2 = \frac{L_d}{R_2} \quad (4.11)$$

$$I_{d1} = \frac{V_d}{R_1} \quad (4.12)$$

$$I_{d2} = \frac{V_d}{R_2} \quad (4.13)$$

Si la frecuencia con que se maneja el chopper es suficientemente grande frente a las constantes de tiempo τ_1 y τ_2 (o equivalentemente $T \ll \tau_1, \tau_2$) se puede demostrar que la corriente I_d es de la forma:

$$I_d \simeq I_1 \simeq I_2 = \frac{I_{d1}\delta\tau_2 + I_{d2}(1-\delta)\tau_1}{\delta\tau_2 + (1-\delta)\tau_1} \quad (4.14)$$

Sustituyendo 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 en 4.15 se obtiene la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{V_d}{R_1 + (1-\delta)R} \quad (4.15)$$

En 4.15 se puede ver que la resistencia vista a la salida del puente rectificador (entre A y B) es $R(1-\delta)$, como ya se había adelantado previamente, es posible cambiar la resistencia vista por el rotor de la máquina cambiando el ciclo de trabajo con el que se maneja el chopper. Esta ecuación indica que la corriente I_d para una resistencia R fija, depende del deslizamiento (a través de V_d) y del ciclo de trabajo δ . Entonces para una velocidad dada de funcionamiento es posible cambiar I_d cambiando δ , o lo que es lo mismo, dado que el par eléctrico depende directamente de la corriente I_d , dada una velocidad es posible cambiar el par eléctrico cambiando δ .

La potencia P_2 extraída del rotor de la máquina es en este caso:

$$P_2 = V_d I_d - I_d^2 \frac{3s}{\pi} (X'_s + X_r) - (2sR_s) I_d^2 \quad (4.16)$$

El par eléctrico T_e desarrollado por la máquina para un deslizamiento s se obtiene a partir de la potencia rotórica P_2 :

$$T_e = p \frac{P_2}{s\omega_e} \quad (4.17)$$

Sustituyendo 4.15 en 4.16 y usando la fórmula dada en 4.17 se obtiene la expresión 4.18 del par eléctrico:

$$T_e = \frac{p}{\omega_e} \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi} \sqrt{3} V'_s \right)^2 \left(\frac{s}{R_1 + (1-\delta)R} - \frac{s^2 R_x}{[R_1 + (1-\delta)R]^2} \right) \quad (4.18)$$

Donde $R_x = \frac{3}{\pi} (X'_s + X_r) + 2R_s$ y V'_s es la tensión de alimentación a la máquina pasada al lado del rotor.

4.2.3. Curvas par-velocidad

En la fig. 4.3 se muestran las curvas par-velocidad para los distintos valores de δ . Controlando el ciclo de trabajo del chopper se maneja la resistencia rotórica por fase, y como consecuencia la relación par-velocidad tal como si se estuviera variando la resistencia rotórica mecánicamente mediante un reóstato. Para $\delta = 1$, la resistencia R es cortocircuitada, a medida que δ comienza a disminuir la resistencia vista en el rotor comienza a aumentar y las curvas se empiezan a achatar con δ cercanos a cero. Como se puede observar es posible obtener un rango de valores de par eléctrico para una velocidad fija. Este control sólo se puede llevar a cabo con deslizamientos positivos, lo que es lo mismo decir que sirve para un régimen supersíncrono.

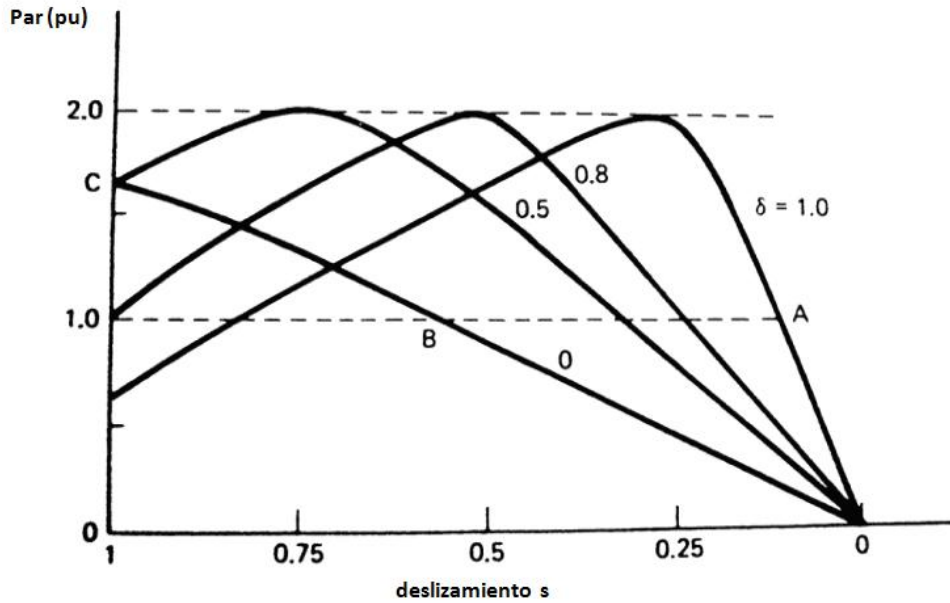


Figura 4.3: Curvas par-velocidad para distintos valores de δ [1]

4.3. Control mediante dispositivo Kramer estático

Esta configuración plantea una alternativa para no desperdiciar la potencia en el circuito rotórico, pasando la frecuencia a 50 Hz y entregando energía a la red como se muestra en la fig. 4.4. Este método de control de velocidad para la zona subsíncrona, donde la potencia de deslizamiento es devuelta a la red mediante una cascada de convertidores es conocido como *control mediante dispositivo Kramer estático*. Este sistema además de eficiente, ofrece la ventaja de que la potencia nominal del convertidor es baja dado que solo debe manejar la potencia de deslizamiento. Esta potencia es más baja aún, para un rango restrictivo de velocidades cercano a la velocidad nominal. Otra ventaja que ofrece este sistema es la característica DC que hace que el control sea sencillo [1].

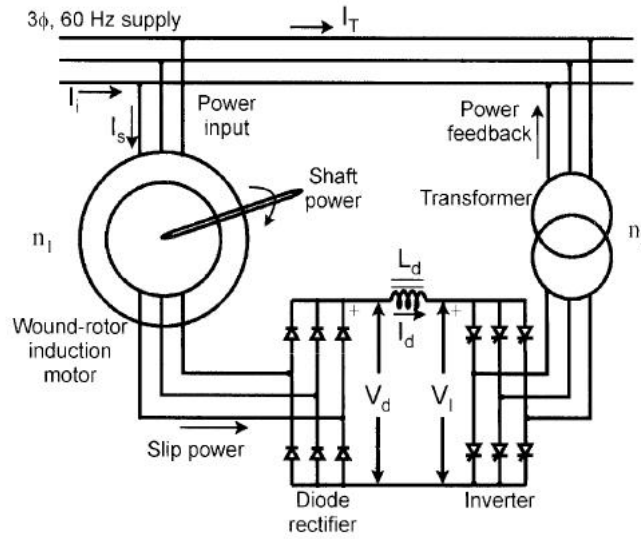


Figura 4.4: Sistema con dispositivo Kramer estático [1]

4.3.1. Circuito AC equivalente

Como se vio en la sección anterior, se puede analizar la performance del dispositivo utilizando tanto un equivalente DC o AC. A diferencia del análisis anterior mediante un equivalente DC, se busca en esta sección encontrar un equivalente AC con respecto al rotor. En una primera instancia se realizará el análisis despreciando las pérdidas por conmutación.

La potencia de deslizamiento es en parte disipada en la inductancia y en parte devuelta a la red, estos dos componentes están dados por 4.19 y 4.20 respectivamente.

$$P_1 = I_d^2 R_d \quad (4.19)$$

$$P_f = \frac{1,35 V_L I_d}{n_2} |\cos(\alpha)| \quad (4.20)$$

Pasando por fase al rotor:

$$P' = P'_1 + P'_f = \frac{1}{3} I_d^2 R_d + \frac{1,35 V_L I_d}{3 n_2} |\cos(\alpha)| \quad (4.21)$$

La potencia que le llega al rotor por fase:

$$P_g = I_r^2 R_r + P' + P_m \quad (4.22)$$

Las pérdidas totales rotóricas por fase (teniendo en cuenta $I_d = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} I_r$) valen:

$$P_{rl} = I_r^2 R_r + \frac{1}{3} I_d^2 R_d = I_r^2 \left(R_r + \frac{R_d}{2} \right) \quad (4.23)$$

Se puede asumir que sólo contribuye con el torque y la potencia mecánica la componente fundamental de la corriente rotórica ($I_{rf} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d$). Luego se puede hallar el valor de la potencia mecánica a partir de la expresión 4.24:

$$P_m = P_2 \cdot \left(\frac{1-s}{s} \right) = \left[I_{rf}^2 (R_r + 0,5R_d) + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \frac{1,35V_L I_{rf}}{n_2} |\cos(\alpha)| \right] \cdot \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (4.24)$$

Con los cálculos realizados, es posible hallar la potencia que llega al rotor según la relación 4.22, de donde se obtiene:

$$P_g = (I_r^2 - I_{rf}^2)(R_r + 0,5R_d) + \frac{1}{s} \left[I_{rf}^2 (R_r + 0,5R_d) + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \frac{1,35V_L I_{rf}}{n_2} |\cos(\alpha)| \right] \quad (4.25)$$

A la hora de realizar un circuito equivalente, es más conveniente representar la ecuación 4.25 como se muestra en 4.26, esto permite poner de manifiesto en la ecuación, la *fem* equivalente que modela el convertidor:

$$P_g = I_{rf}^2 (R_X + R_B) + V_C I_{rf} \quad \text{donde} \quad \begin{cases} R_X = \left(\frac{\pi^2}{9} - 1 \right) (R_r + 0,5R_d) \\ R_B = \frac{1}{s} (R_r + 0,5R_d) \\ V_C = \frac{1}{s} \frac{V_s}{n_2} |\cos(\alpha)| \end{cases} \quad (4.26)$$

La resistencia R_X representa una resistencia adicional que consume potencia armónica. En la fig. 4.5 se presenta el circuito equivalente AC por fase, referido al rotor. En el mismo queda de manifiesto que la velocidad y el torque de la máquina pueden ser controlados, actuando sobre la *fem* equivalente, con el ángulo α .

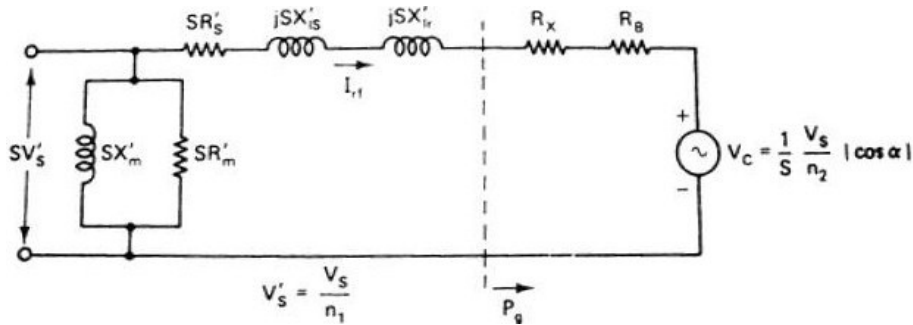


Figura 4.5: Circuito equivalente AC por fase con respecto al rotor [1]

4.3.2. Característica par-velocidad

Para hallar una expresión para el par de la máquina se debe considerar la potencia de deslizamiento P_2 , que ya fue utilizada para hallar la potencia mecánica en 4.24.

$$P_2 = \left[I_{rf}^2 (R_r + 0,5R_d) + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \frac{1,35V_L I_{rf}}{n_2} |\cos(\alpha)| \right] \quad (4.27)$$

Obteniendo así:

$$T_e = \frac{P_2}{s\omega_e} p \quad (4.28)$$

Si se define:

$$\begin{aligned} R_A &= (R_r + 0,5R_d) + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \frac{1,35V_L}{n_2 I_{rf}} |\cos(\alpha)| \\ &= (R_r + 0,5R_d) + \frac{V_S}{n_2 I_{rf}} |\cos(\alpha)| \end{aligned} \quad (4.29)$$

Se puede escribir:

$$T_e = \frac{1}{\omega_e} \left(3I_{rf}^2 \frac{R_A}{s} \right) p \quad (4.30)$$

A partir del circuito equivalente de la fig. 4.5 es posible hallar una relación entre el torque con el deslizamiento y el ángulo de disparo α de los tiristores. Teniendo en cuenta la expresión para la potencia que llega al rotor presentada en la ecuación 4.26, se deriva la relación 4.31 para el torque.

$$T_e = \frac{3}{\omega_e} (I_{rf}^2 R_B + V_C I_{rf}) p \quad (4.31)$$

La corriente se puede obtener a partir del circuito de la fig. 4.5, despreciando las inductancias y la resistencia estática, las cuales son pequeñas para deslizamientos pequeños. Consecuentemente:

$$I_{rf} \simeq \frac{sV_s' - V_C}{R_B} = \frac{sVs/n_1 - (V_s/sn_2) |\cos(\alpha)|}{R_B} \quad (4.32)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.26 y 4.32 en 4.31 se obtiene:

$$T_e \simeq \frac{3V_s^2}{\omega_e R_r'} \left[\frac{1}{sn_2} |\cos(\alpha)| \left(\frac{s^2}{n_1} - \frac{|\cos(\alpha)|}{n_2} \right) + s \left(\frac{s}{n_1} - \frac{|\cos(\alpha)|}{sn_2} \right)^2 \right] p \quad (4.33)$$

La ecuación 4.33 brinda una relación aproximada entre el torque, el deslizamiento y el ángulo α . Resolviendo numéricamente a partir del circuito equivalente y graficando los resultados se obtienen las curvas mostradas en la fig. 4.6.

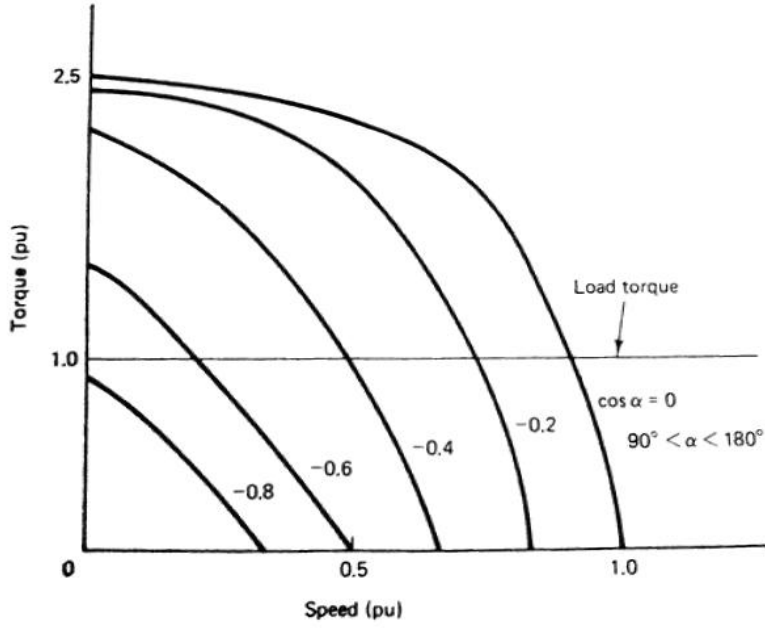


Figura 4.6: Características par velocidad para distintos valores de α [1]

4.3.3. Análisis considerando pérdidas por conmutación

Análogamente al estudio realizado despreciando las pérdidas por conmutación, en este caso se tiene que la potencia de deslizamiento se descompone en:

$$P_1 = I_d^2 R_d \quad (4.34)$$

$$P_f = \frac{1,35V_L I_d}{n_2} |\cos(\alpha)| + \frac{3s}{\pi} (x'_{ls} + x'_{lr}) I_d^2 \quad (4.35)$$

La potencia del entrehierro, considerando P_1 y P_f por fase y pasadas al rotor vale:

$$P_g = I_r^2 R_r + P'_1 + P'_f + P_m \quad (4.36)$$

Considerando que sólo la componente fundamental de la corriente contribuye al torque y a la potencia mecánica, se tiene en cuenta el factor de corrección $\gamma(n)$ [14], por lo cual, se tiene que el fundamental de la corriente es:

$$I_{rf} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \gamma(1) I_d \quad (4.37)$$

Por otro lado la potencia mecánica es:

$$P_m = P_2 \cdot \left(\frac{1-s}{s} \right) = \left[I_{rf}^2 (R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{\pi} (x'_{ls} + x'_{lr})) + \frac{\pi}{3\sqrt{6}\gamma(1)} \frac{1,35V_L I_{rf}}{n_2} |\cos(\alpha)| \right] \cdot \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (4.38)$$

Entonces la potencia que llega al rotor según 4.36 se puede expresar cómo 4.39.

$$P_g = (I_r^2 - I_{rf}^2)[R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] + \frac{1}{s} \left[I_{rf}^2[R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] + \frac{\pi}{3\sqrt{6}\gamma(1)} \frac{1,35V_L I_{rf}}{n_2} |\cos(\alpha)| \right] \quad (4.39)$$

Usando que $I_{rf} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}\gamma(1)\frac{\sqrt{3}}{2}I_r = \frac{3}{\pi}\gamma(1)I_r$, se tiene que:

$$P_g = I_{rf}^2(R_X + R_B) + V_C I_{rf} \quad \text{donde} \quad \begin{cases} R_X = \left(\frac{\pi^2}{9}\gamma(1)^2 - 1 \right) [R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] \\ R_B = \frac{1}{s} [R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] \\ V_C = \frac{1}{s} \frac{V_s}{n_2} |\cos(\alpha)| \end{cases} \quad (4.40)$$

Finalmente se llega al mismo circuito equivalente de la fig. 4.5, sólo que en este desarrollo se obtuvo la expresión de potencia rotórica 4.40, en lugar de 4.26, obtenida en el análisis realizado sin tener en cuenta el efecto de conmutación. Vale aclarar que en este análisis presentado se han despreciado algunas inductancias que contribuyen al efecto de conmutación, como puede ser la inductancia de los conductores.

4.3.4. Características par-velocidad

Análogamente al estudio realizado despreciando el efecto de conmutación, se presenta a continuación la expresión de la potencia de deslizamiento P_2 .

$$P_2 = \left[I_{rf}^2[R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] + \frac{\pi}{3\sqrt{6}\gamma(1)} \frac{1,35V_L I_{rf}}{n_2} |\cos(\alpha)| \right] \quad (4.41)$$

Obteniendo así:

$$T_e = \frac{P_2}{s\omega_e} p \quad (4.42)$$

Si se define:

$$\begin{aligned} R_A &= [R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] + \frac{\pi}{3\sqrt{6}\gamma(1)} \frac{1,35V_L}{n_2 I_{rf}} |\cos(\alpha)| \\ &= [R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})] + \frac{V_s}{n_2 I_{rf}} |\cos(\alpha)| \end{aligned} \quad (4.43)$$

Entonces a partir de 4.44, se puede escribir 4.42 igual que la expresión 4.30.

Luego a partir del circuito equivalente de la fig. 4.5 es posible hallar una relación entre el torque con el deslizamiento y el ángulo de disparo α de los tiristores. Teniendo en cuenta la expresión de la potencia que llega al rotor presentada en la ecuación 4.40, se obtiene la relación para el torque 4.44.

$$T_e = \frac{3}{\omega_e} (I_{rf}^2 R_B + V_C I_{rf}) p \quad (4.44)$$

La corriente se puede obtener a partir del circuito mostrado en la fig. 4.5, despreciando las inductancias y la resistencia estática, las cuales son pequeñas para deslizamientos pequeños. Consecuentemente:

$$I_{rf} \simeq \frac{sV'_s - V_C}{R_B} = \frac{sVs/n_1 - (V_s/sn_2) |\cos(\alpha)|}{R_B} \quad (4.45)$$

Sustituyendo 4.40 y 4.45 en 4.44 se obtiene:

$$T_e \simeq \frac{3V_s^2 s^2}{\omega_e [R_r + 0,5R_d + \frac{3s}{2\pi}(x'_{ls} + x'_{lr})]} \left(\frac{1}{sn_2} |\cos(\alpha)| + \frac{s}{n_1} \right) p \quad (4.46)$$

Finalmente se llega a la expresión 4.46, la cual determina el torque en función del deslizamiento y del ángulo de disparo de los tiristores.

4.4. Control mediante rectificador, chopper e inversor [6]

Se desarrollará un análisis y una estrategia de control buscando optimizar la recuperación de energía en un sistema de Scherbius, distinto a los convencionales, para un motor de inducción. Cabe destacar que se presentará el mismo debido a que es posible hacer una analogía para un generador de inducción.

Los sistemas estáticos de Scherbius convencionales presentan un bajo factor de potencia y una onda cuadrada en la corriente de recuperación. Como los armónicos de orden alto causan problemas en los sistemas de potencia, se busca mejorar la forma de onda. La configuración aquí presentada mejora tanto la forma de onda de la corriente como el factor de potencia.

En los sistemas de Scherbius la mayor parte de la potencia de deslizamiento es devuelta a la red, por lo cual estos sistemas son más eficientes. El sistema aquí propuesto, permite además realizar una mejora en la forma de onda de la corriente de recuperación. Y por otro lado el factor de potencia puede ser ajustado a valores arbitrarios de hasta un 100 %.

4.4.1. Sistema propuesto

La configuración propuesta es la de la fig. 4.7. En este sistema la potencia de deslizamiento es devuelta a la red a través de un rectificador (R), un Set-Up-Chopper (SUC), un inversor VSI (INV) y un bobinado de línea (L_R). L_d y C_d son el reactor y el capacitor de suavizado respectivamente.

4.4.2. Funcionamiento del chopper

Mientras el chopper está encendido (Chopper ON), el motor de inducción está cortocircuitado a través del rectificador en el lado rotórico y es por esto que la máquina se acelera a gran velocidad. Por otro lado mientras el chopper está apagado (Chopper OFF), la corriente rotórica rectificadora se recupera a través del inversor y el motor se desacelera.

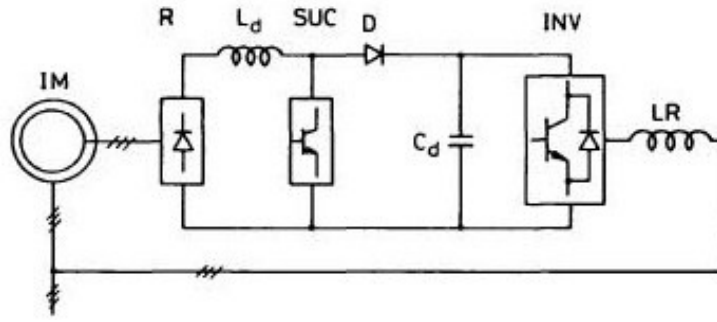


Figura 4.7: Sistema estático de Scherbius propuesto

Si ahora el chopper opera con un ciclo de trabajo δ , el valor de la tensión media en el SUC es $\langle V_{SUC} \rangle = (1 - \delta)E_d$, donde E_d es la tensión en el condensador C_d .

Haciendo un balance de potencias y despreciando las pérdidas:

$$E_d(1 - \delta)I_d = 3sE_2 \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (4.47)$$

Donde I_d es la corriente media rectificadora y E_2 es la tensión rotórica por fase. Despejando de 4.47 se obtiene el deslizamiento de la máquina como:

$$s = \frac{\pi E_d(1 - \delta)}{3E_2\sqrt{6}} \quad (4.48)$$

A partir de 4.48 se ve que la velocidad del motor se puede controlar con el ciclo de trabajo δ del SUC, y el voltaje del capacitor E_d .

4.4.3. Inversor VSI

Considerando que el VSI, controlado convencionalmente por ejemplo con un método PWM, impone que la corriente por el reactor de la línea sea $i_r(t) = \sqrt{2}I_r \sin(\omega t - \phi)$ y haciendo un balance de potencia en el INV, se obtiene:

$$E_d I_a = 3E_s I_r \cos(\phi) \quad (4.49)$$

Siendo I_a la corriente de entrada al inversor VSI y E_s la tensión de la red, se tiene que:

$$E_a - E_s = I_r(R_r + j\omega_s L_r) \quad (4.50)$$

Donde E_a es la tensión generada por el inversor. Representando 4.50 en el diagrama fasorial de la fig. 4.8.

Por lo que se puede ver que tanto la corriente I_r , como el $\cos(\phi)$, pueden ser ajustados variando el voltaje E_a y su fase α ⁽²⁾

⁽²⁾ E_a y α son la tensión y su respectiva fase generadas por el inversor PWM.

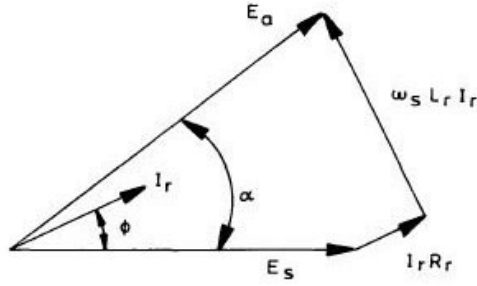


Figura 4.8: Diagrama Fasorial

4.4.4. Análisis característico

Si la bobina L_d es lo suficientemente grande, I_d se considera una corriente continua. Si a su vez, consideramos que la resistencia total en el lado DC vale:

$$R_m = \left\{ 2R'_S + \frac{3(X'_{ls} + X_{lr})}{\pi} \right\} s + 2R_r + R_d \quad (4.51)$$

Finalmente el circuito DC equivalente queda:

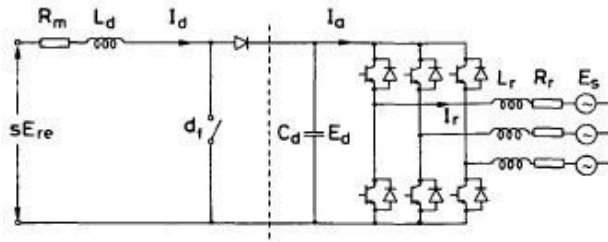


Figura 4.9: Circuito equivalente DC del sistema estático de Scherbius

Asumiendo que la corriente de entrada al inversor es una corriente continua I_a , considerando como variables de estado a la corriente en el inductor i_d y la tensión en el capacitor e_d , definimos el vector de variables de estado $X = [i_d, e_d]^T$. A continuación se desarrolla la representación en variables de estado, haciendo un análisis detallando las situaciones tanto con el chopper ON como con el chopper OFF y generalizando luego para un ciclo de trabajo δ .

CHOPPER ON

A partir del circuito de la fig. 4.10 y de la definición del vector de variables de estado, se obtienen las ecuaciones 4.52 y la representación en variables de estado 4.53.

$$\begin{cases} sE_{er} - E_f = R_m i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \\ I_a = -C \frac{de_d}{dt} \end{cases} \quad (4.52)$$

$$\dot{X} = \underbrace{\begin{pmatrix} \frac{-R_m}{L_d} & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}}_{A_1} X + \underbrace{\begin{pmatrix} \frac{sE_{er} - E_f}{L_d} \\ \frac{-I_a}{C_d} \end{pmatrix}}_{b_1} \quad (4.53)$$

Entonces se puede escribir que $\dot{X} = A_1 X + b_1$.

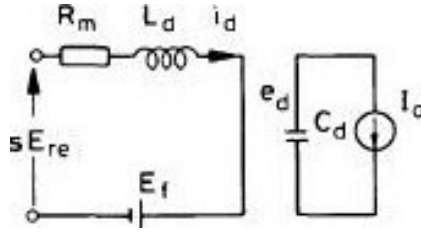


Figura 4.10: Circuito equivalente con el chopper en modo ON

CHOPPER OFF

Análogamente a lo mencionado para el chopper ON, a partir del circuito de la fig. 4.11 se obtienen las ecuaciones 4.54 y la representación en variables de estado 4.55.

$$\begin{cases} sE_{er} - e_d = R_m i_d + L_d \frac{di_d}{dt} + E_f \\ I_a - i_d = -C \frac{de_d}{dt} \end{cases} \quad (4.54)$$

$$\dot{X} = \underbrace{\begin{pmatrix} \frac{-R_m}{L_d} & \frac{-1}{L_d} \\ \frac{1}{C_d} & 0 \end{pmatrix}}_{A_2} X + \underbrace{\begin{pmatrix} \frac{sE_{er} - E_f}{L_d} \\ \frac{-I_a}{C_d} \end{pmatrix}}_{b_2} \quad (4.55)$$

Entonces se puede escribir que $\dot{X} = A_2 X + b_2$.

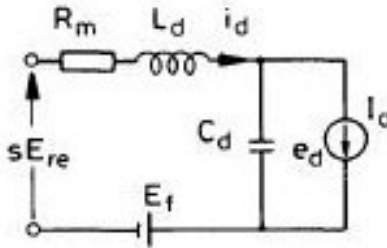


Figura 4.11: Circuito equivalente con el chopper en modo OFF

Siendo durante todo este análisis $E_{re} = \frac{3\sqrt{6}E_s}{n\pi}$ y n la relación de vueltas del motor de inducción.

CICLO DE TRABAJO δ

Si se considera ahora el ciclo del trabajo δ del chopper, entonces el vector medio de variables de estado es $\hat{X} = [i_d, e_d]^T$ y la representación en variables de estado:

$$d\hat{X}/dt = A\hat{X} + b \quad (4.56)$$

donde $A = \delta A_1 + (1 - \delta)A_2$ y $b = \delta b_1 + (1 - \delta)b_2$. Como en régimen $\hat{X} = 0$, se puede despejar \hat{X} , obteniéndose:

$$\hat{X} = -A^{-1}b \quad (4.57)$$

Por lo que:

$$\hat{X} = \begin{vmatrix} Id \\ Ed \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{I_a}{(1-\delta)} \\ \frac{(sE_{re}-E_f)}{(1-\delta)} - \frac{R_m I_a}{(1-\delta)^2} \end{vmatrix} \quad (4.58)$$

Entonces simplemente despejando de las igualdades 4.58, se obtiene la expresión 4.59 para la corriente I_d :

$$I_d = \frac{(sE_{re} - E_f) - (1 - \delta)E_d}{R_m} \quad (4.59)$$

A partir de la expresión de la corriente 4.59 se hallan las expresiones para las pérdidas rotóricas, P_{lr} y la potencia total que llega al rotor $P_g = P_{lr}/s$.

$$P_{lr} = \left(sE_{re} - \frac{3s(X'_{ls} + X'_{lr})I_d}{\pi} \right) I_d - 2sR'_s I_d^2 \quad (4.60)$$

$$P_g = (3\sqrt{6}E_s - 3n(X'_{ls} + X'_{lr})I_d) \frac{I_d}{\pi n} - 2R_s I_d^2 \quad (4.61)$$

4.4.5. Inversor VSI de recuperación de potencia de deslizamiento

Se puede observar como la señal generada por el inversor con control PWM induce una corriente sinusoidal a través del reactor de línea L_R . El método PWM puede mover los componentes de frecuencias no deseadas a una región de frecuencias mayores. Es por esto que la forma de onda de salida de un inversor PWM generalmente se ve mejorada por la alta relación entre la frecuencia portadora y la frecuencia fundamental de salida.

La amplitud de la fundamental en la forma de onda de salida de un PWM es menor que la de la forma de onda rectangular. Sin embargo, la relación entre el voltaje fundamental en la forma de onda de salida y el voltaje directo de alimentación debe ser mayor.

Una técnica convencional para generar señales trifásicas en un inversor se basa en una onda portadora triangular y una onda modulante trifásica sinusoidal, en la fig. 4.12 se pueden observar tanto la señal de comando del inversor (a) como la onda de salida (b). De esta manera, la componente fundamental de la tensión compuesta vale:

$$V_{uv} = \frac{\sqrt{3}}{2} M E_d \sin(\omega_s t + \pi/6) \quad (4.62)$$

Siendo M la amplitud de la onda modulante ⁽³⁾

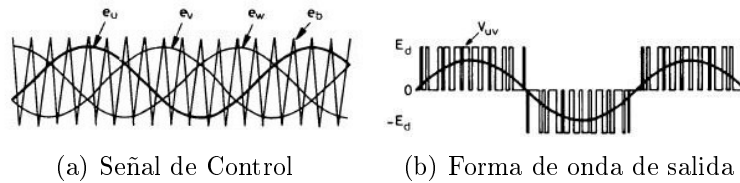


Figura 4.12: Inversor PWM trifásico convencional

⁽³⁾M es tal que $0 \leq M \leq 1$

4.4.6. Comentarios finales sobre esta configuración

Se presentó un sistema estático de Scherbius diferente a los convencionales, buscando mejorar algunas desventajas de dichos sistemas. Se hizo un estudio de las características del sistema, de los circuitos DC equivalentes, se analizaron también el chopper y el inversor. Se observó que tanto el factor de potencia como la forma de onda mejoraron sustancialmente respecto a los sistemas convencionales. La corriente de recuperación se convirtió en una onda sinusoidal y el factor de potencia se puede ajustar a valores arbitrarios de hasta un 100 %.

Como se mencionó en un principio, este análisis fue llevado a cabo para un motor de inducción, sin embargo debido a que la estrategia de control sería análoga para un generador de inducción, este desarrollo es pertinente al proyecto. La configuración aquí presentada es una más de las estudiadas en este capítulo en pos de comprender el funcionamiento del modelo buscado.

4.5. Control mediante dispositivo Scherbius estático

En secciones anteriores se han analizado distintas configuraciones para el control de velocidad de una máquina de inducción. En la presente sección se introduce una configuración compuesta por dos convertidores controlables (puentes de tiristores), uno del lado del rotor conectado a los anillos rozantes accesibles en el eje del generador asíncrono y otro convertidor conectado a los bornes AC de la red.

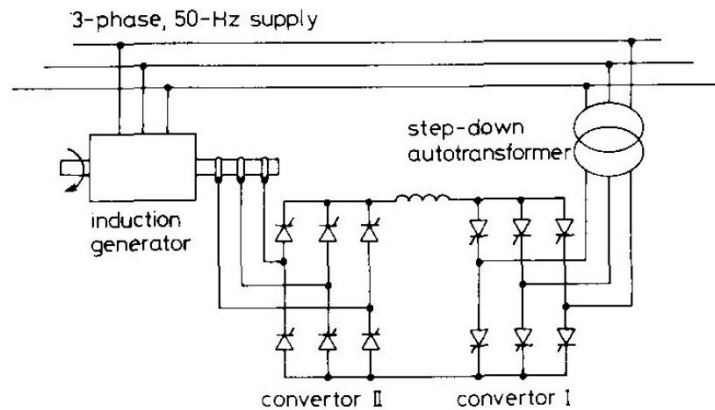


Figura 4.13: Configuración Scherbius [7]

En la fig. 4.13 se aprecia la configuración mencionada, en la cual queda de manifiesto que es una variante de la configuración Kramer estática, sustituyendo el puente de diodos por uno de tiristores. Esta configuración presenta una importante ventaja respecto a la Kramer, la misma consiste en que el flujo de potencia entre el rotor y la red es bidireccional, lo que permite una generación en un mayor rango de velocidades del eje del generador. En términos de deslizamiento, se traduce en un rango de trabajo de $-1 \leq s < 1$. Esta posibilidad de generar tanto en régimen subsíncrono como supersíncrono, permite un mayor aprovechamiento de la energía disponible en el viento. El sistema presentado en la fig. 4.13, proporciona un control en magnitud y dirección del flujo de potencia del rotor, el cual consiste en el ajuste de los ángulos de disparo de ambos convertidores; esto corresponde a controlar la tensión rotórica en magnitud

y fase.

Funcionando como motor en condición de régimen supersíncrono el convertidor II actuará como inversor y el convertidor I, correspondiente al lado de red, actuará como rectificador; en caso de régimen subsíncrono se invierten los papeles, o lo que es lo mismo, el convertidor II actúa como rectificador y el I como inversor, de esta manera siempre se puede buscar el punto de funcionamiento óptimo ya sea por debajo o por encima de la velocidad de sincronismo.

4.5.1. Modelo equivalente en régimen estacionario

En la fig. 4.14 se presenta el modelo monofásico equivalente, referido al estator.

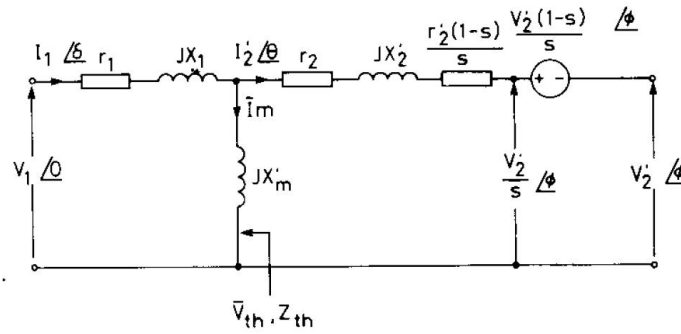


Figura 4.14: Circuito monofásico equivalente [7]

La tensión inyectada en el rotor es $\frac{V_2'}{s}$ referida al estator, V_1 es la tensión aplicada en el estator, la cual se considera como origen de fase. En el circuito de la fig. 4.14 se deduce que las pérdidas en el entrehierro son:

$$P_g = \frac{3(I_2')^2 r_2'}{s} + \frac{3V_2' I_2' \cos(\phi - \theta)}{s} \quad (4.63)$$

En 4.63 se aprecia que la potencia en el entrehierro se puede separar en las pérdidas Joule del rotor ($P_{cu} = 3(I_2')^2 r_2'$) y en la potencia extraída o entregada al rotor ($P_2 = 3V_2' I_2' \cos(\phi - \theta)$). Reescribiendo se obtiene 4.64:

$$P_g = 3(I_2')^2 r_2' + 3V_2' I_2' \cos(\phi - \theta) + P_m \quad (4.64)$$

Donde $P_m = (1 - s)P_g$ y P_m la potencia mecánica.

4.5.2. Maximización de potencia de salida funcionando como generador

Se considera como hipótesis, para el desarrollo a continuación, que el generador está alimentado con una fuente mecánica ideal, con un rango de deslizamiento de $-1 \leq s < 1$. Se entiende por una fuente mecánica ideal a aquella que es capaz de suministrar toda la potencia entregada por el generador a la red para toda velocidad.

Controlando la tensión de rotor como estrategia ($V_2 \angle \phi$), se tiene que el torque T_e producido por la máquina es igual a la potencia del entrehierro dividido la velocidad de sincronismo

ω_s en $\frac{rad}{s}$. El efecto de controlar las variables V_2 y ϕ , sobre el torque en función del deslizamiento, está determinado en el fig. 4.15, en la cual se ilustra la operación de la máquina como generador tanto en régimen subsíncrono como supersíncrono.

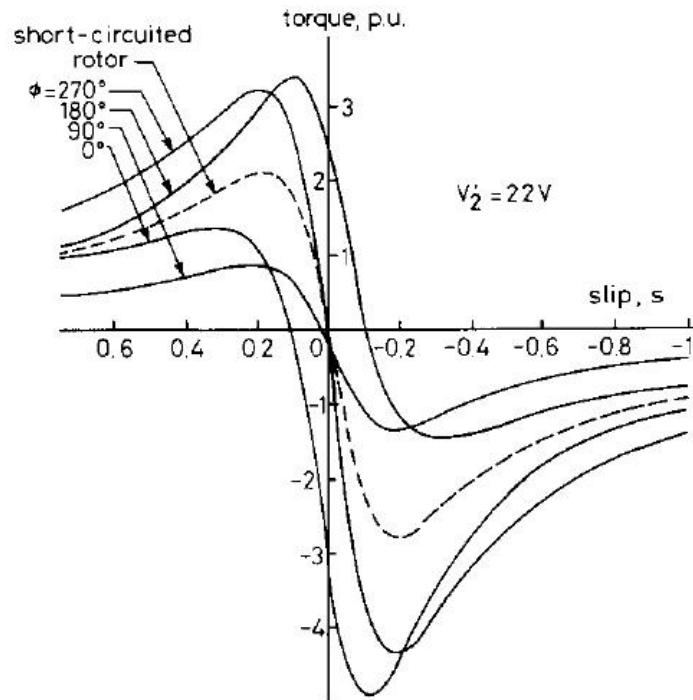


Figura 4.15: Efecto de $V_2 < \phi$ sobre $\frac{T_e}{s}$ [7]

En la fig. 4.16 se muestran las variaciones de la potencia eléctrica de la red intercambiada con el rotor bobinado, en función de ϕ y V_2 , para un deslizamiento de $s = -0,4$.

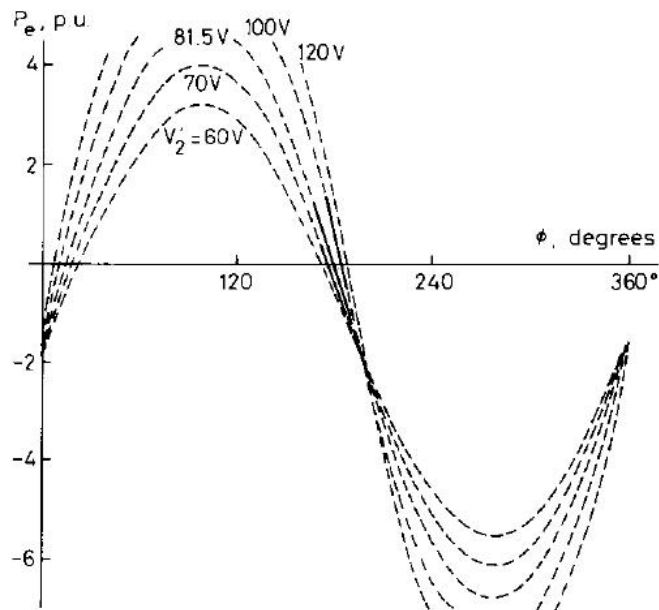


Figura 4.16: Potencia extraída o suministrada al rotor por la red [7]

Se define la potencia P_e como la potencia intercambiada entre la red y el rotor. Con la máquina operando en modo de generador y $s < 0$, P_e es negativa, o lo que es lo mismo, saliente respecto al generador. Como se aprecia en la fig. 4.16 hay un rango limitado de posibles variaciones de V_2 y ϕ . En esta curva característica se aprecia que dado un cierto V_2 en el generador, la corriente del rotor queda determinada ajustando ϕ .

El $V_2 \angle \phi$ que optimiza la potencia $P_{out}^{(4)}$ entregada a la red, está determinado en el gráfico de la fig. 4.17 (a), particularmente para un deslizamiento supersíncrono de $s = -0,4$ y para un subsíncrono de $s = 0,2$. En el gráfico de la fig. 4.17 (b) se ilustra el par de valores (V_2, ϕ) requeridos para una máxima potencia P_{out} entregada a la red, como función del deslizamiento, para todo rango de operación de generador.

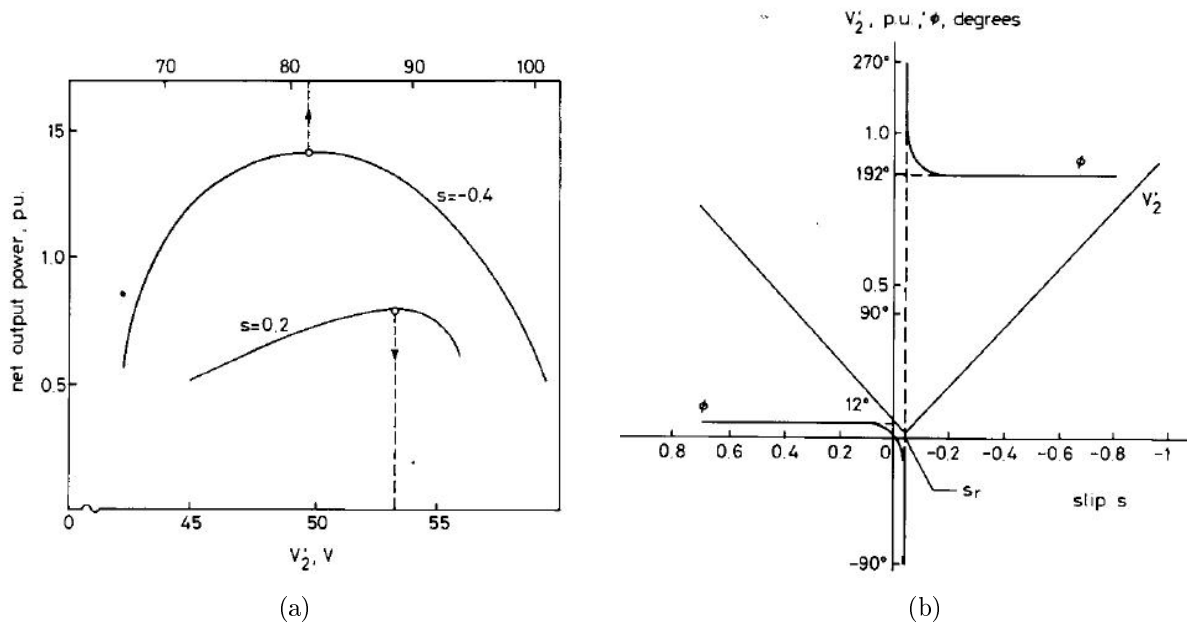


Figura 4.17: Curvas de potencia entregada a la red [7]

4.5.3. Comentarios finales sobre esta configuración

Un generador asíncrono de rotor bobinado en la configuración desarrollada en la presente sección, permite un control bidireccional del flujo de potencia entre el rotor y la red. Esto implica la posibilidad de generar energía eléctrica en un amplio rango de velocidades, pudiendo llegar teóricamente, hasta una velocidad de $2\omega_s$. Por otro lado el hecho de poder generar tanto a velocidades por debajo como por encima de la velocidad de sincronismo, implica una mayor obtención de la energía disponible en el viento, en comparación con otras configuraciones estudiadas en este capítulo.

Por último se pudo apreciar que para maximizar P_{out} , la potencia entregada a la red proveniente del estator y del rotor, las variables a controlar son los ángulos de disparo de ambos puentes de tiristores.

⁽⁴⁾ P_{out} es la suma de potencia de rotor y estator.

4.6. Configuración basada en dos inversores estáticos (VSI)

Luego de haber estudiado diversas configuraciones para realizar el control de velocidad, es momento de introducir la configuración que será motivo de estudio del presente trabajo. En esta sección se dará una presentación cualitativa de la misma para luego en el correr de los capítulos ir analizando en detalle los diversos componentes del sistema de forma tal de poder modelar el mismo en régimen permanente en completitud, para luego simular las diversas situaciones de funcionamiento. En la fig. 4.18 se puede observar un diagrama esquemático de dicha configuración.

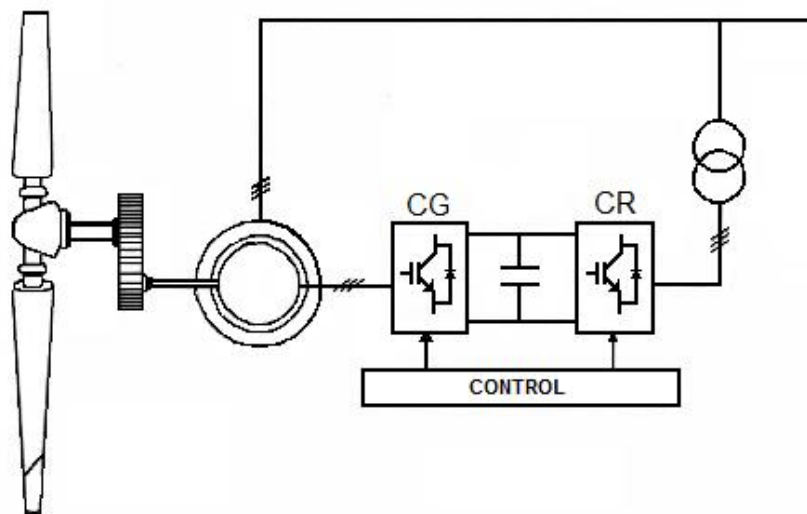


Figura 4.18: Configuración con DFIG basada en dos inversores [3]

Como se vió en el capítulo anterior, las máquinas de rotor bobinado, presentan grandes ventajas comparadas con el generador de jaula de ardilla. La contrapartida de esto es un comportamiento mucho más complicado. El convertidor del lado de red es el encargado de controlar la tensión del bus de continua. Por otro lado el convertidor del lado del rotor controla la corriente en módulo y fase en el mismo [15].

Mediante una estrategia de control vectorial⁽⁵⁾ es posible regular el par electromagnético y el factor de potencia del generador en un amplio margen de velocidades, tanto por encima como por debajo de la velocidad de sincronismo [20]. En definitiva con este sistema se logra un control de la energía inyectada a la red parecido al de la máquina sincrónica pero con la ventaja de que la velocidad de giro de la máquina puede variar. Además tal como se dijo anteriormente el convertidor necesario es de una potencia reducida, del entorno del 20 % o 30 % de la nominal de la máquina que reduce considerablemente los costos del equipo [3][21].

⁽⁵⁾Esta no corresponde con la estrategia de control a desarrollar en el presente trabajo

4.7. Conclusiones

A lo largo de este capítulo se han ido estudiando diferentes configuraciones para el control de velocidad de la máquina de inducción en régimen restringido como los son: control mediante resistencia estática; control mediante dispositivo Kramer estático; control mediante rectificador, chopper e inversor; control mediante dispositivo Scherbius estático y por último un breve comentario sobre el control mediante una configuración basada en dos inversores estáticos, la cual será motivo de estudio en el presente trabajo. El cometido de este capítulo es el de interiorizar al lector en los diferentes métodos aplicables para este fin, así como también hacer un breve repaso de la evolución histórica que han presentado estos métodos y comprender la importancia y el funcionamiento de los mismos.

Se pudo observar cómo es posible manejar la velocidad de giro de una máquina de inducción actuando sobre su potencia rotórica y se han expuesto métodos en los cuales simplemente con implementar cierta electrónica de potencia en el circuito rotórico es posible recuperar dicha potencia que en un principio con los métodos más antiguos era disipada en una resistencia variable implementada generalmente con un reóstato. También se pudo observar cómo con los dispositivos y las configuraciones implementadas que sólo manejan entre un 20 % y un 30 % de la potencia de la máquina se puede lograr tener un control de la velocidad tanto en régimen supersíncrono como subsíncrono.

Por último cabe destacar que este será todo el estudio respecto a la electrónica de potencia involucrada así como de los convertidores necesarios⁽⁶⁾ a lo largo de este proyecto y que no se entrará en detalles del funcionamiento ni la operativa de los mismos, quedando este estudio para un eventual trabajo a futuro. En las estrategias de control que se desarrollarán a lo largo de este trabajo se considerará el supuesto de que la electrónica de potencia será la adecuada y responderá sin problemas tanto a los requerimientos de los controladores desarrollados como también a las exigencias eléctricas a las que serán eventualmente sometidos y sólo se tendrá en cuenta restricciones del tipo de la corriente máxima que pueden controlar.

⁽⁶⁾Un convertidor del lado del rotor y otro convertidor de lado de la red.

Capítulo 5

Principios de Conversión de Energía Eólica

5.1. Introducción

En este capítulo y en especial en las siguientes secciones se desarrollará un estudio del comportamiento de la aeroturbina y de la conversión de energía eólica, estudiando como influyen tanto en el torque como la potencia desarrollada por la máquina entre otros aspectos. Para modelar el torque y la potencia de la aeroturbina se puede considerar un esquema con entradas y salidas como el de la fig. 5.1 [9].

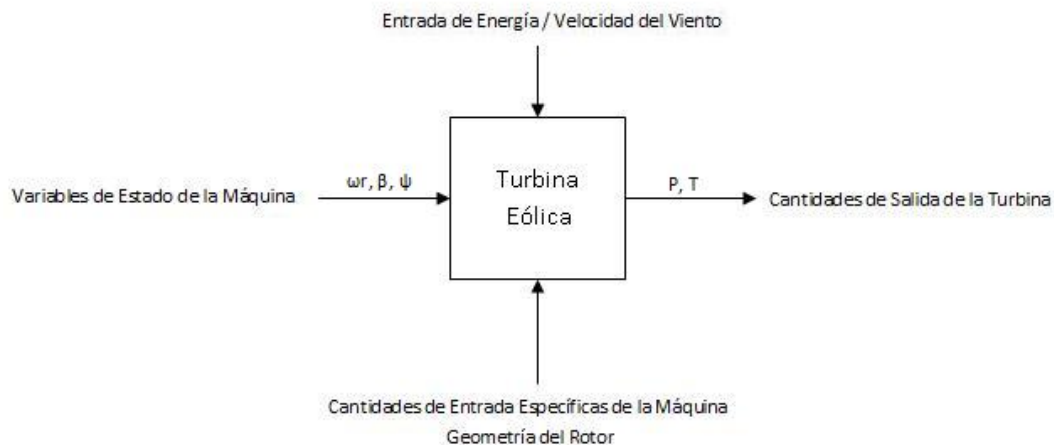


Figura 5.1: Entradas y salidas de la aeroturbina [9] (modificada).

Este esquema se puede subdividir como:

- ◇ *velocidad del viento* (entrada independiente), la cual determina la energía de entrada.
- ◇ cantidades de entrada específicas de la máquina (geometría del rotor).
- ◇ variables de estado como pueden ser *velocidad de la turbina*, *ángulo de pitch* (*ángulo de paso de pala*) y *ángulo de orientación* (*ángulo de guiñada*) (definidos más adelante).
- ◇ cantidades de salida de la turbina como *potencia* o *torque* (las cuales pueden ser controladas).

La potencia y el torque de una aeroturbina pueden ser determinadas de varias maneras. Una de ellas es considerando un tubo de aire circundante con simetría axial (como se estudia en la siguiente sección), el cual permite determinar las condiciones del flujo local y las fuerzas resultantes o la acción rotacional sobre las palas de la turbina [9].

Como se puede observar en la fig. 5.2, las palas de una aeroturbina, extraen parte de la energía del aire que atraviesa la misma y la convierten en energía rotacional para luego entregarla a través de un sistema de accionamiento mecánico⁽¹⁾ al rotor del generador y luego al estator del mismo generador por medio de una conversión electromecánica. La energía eléctrica del generador se entrega a la red, a los consumidores o a algún sistema de almacenamiento de energía a través de un sistema de switcheo y protección, líneas y en caso de ser necesario un transformador [9].

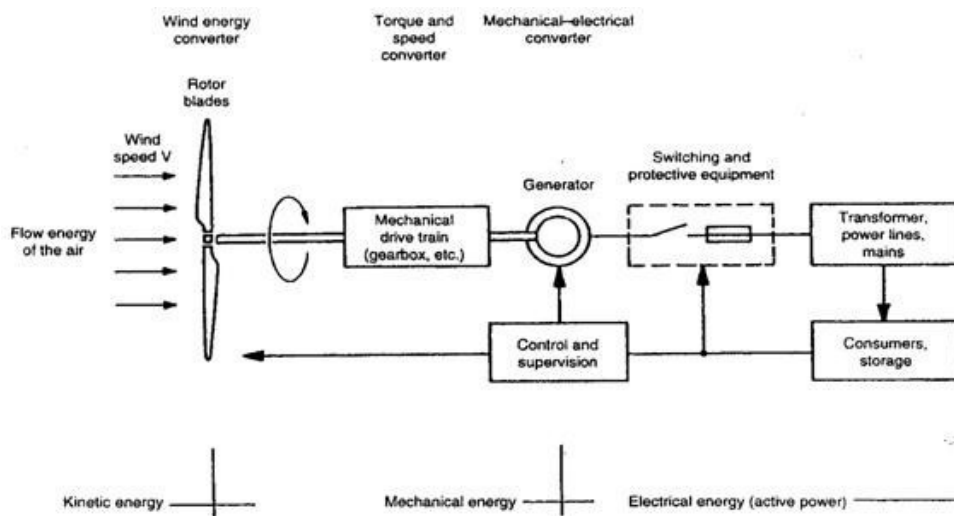


Figura 5.2: Cadena funcional y etapas de conversión de un conversor de energía eólica [9].

Es ineludible antes de entrar en detalle en los puntos anteriormente mencionados, que se realice un análisis a fondo del *recurso natural*, en este caso el viento, el cual es la fuente de la energía eólica. Se analizarán distintos modelos del viento, así como su velocidad media, su distribución de velocidades, el gradiente de velocidades y las diversas causas y fenómenos que lo afectan como la influencia de las condiciones atmosféricas, el tipo de terreno, la altura, la ubicación geográfica y otras variables que determinan su comportamiento.

5.2. Recurso natural

El recurso natural, en este caso el viento, está caracterizado fundamentalmente por su velocidad y su dirección, las cuales se ven afectadas por varios factores como lo son la ubicación geográfica, las características climáticas, la altura respecto al suelo y la topografía del terreno. Las turbinas eólicas interactúan con el viento, convirtiendo parte de su energía cinética en energía eléctrica. Esta conversión de energía es resultado de diversos fenómenos que se tratarán de explicar en este capítulo. [15]

⁽¹⁾El sistema de accionamiento mecánico incluye el eje, embragues y engranajes

5.2.1. Fuentes del viento

Los vientos son movimientos de masas de aire en la atmósfera principalmente originados por las diferencias de temperaturas. El gradiente de temperatura se debe al calentamiento solar desigual en las distintas partes del planeta. De hecho, la región ecuatorial está más irradiada que las regiones polares y como consecuencia el aire más caliente y más liviano de la región ecuatorial sube a las capas más externas de la atmósfera y se mueve en dirección a los polos, siendo reemplazado el aire de las capas inferiores por un flujo de retorno de aire más frío proveniente de los polos. Esta circulación de aire también se encuentra afectada por las fuerzas de Coriolis asociadas al movimiento rotacional de la tierra, las cuales desvían el flujo de la capas más altas hacia el este y el flujo de las capas más bajas hacia el oeste. Estos flujos de aire de gran escala que tienen lugar en toda la atmósfera constituyen los llamados *vientos geostróficos*. [15]

La capa más baja de la atmósfera es la capa superficial, la misma se extiende hasta una altura de 100 m. En esta capa, los vientos son frenados por las fuerzas de fricción y los obstáculos, que afectan tanto su velocidad como su dirección. Estos efectos son los que originan las turbulencias, las cuales causan variaciones de la velocidad del viento en un amplio rango de amplitudes y frecuencias. Por otro lado, la presencia de mares y grandes ríos o lagos causan la circulación de masas de aire de naturaleza similar a los vientos geostróficos, que constituyen los llamados *vientos locales*. [15]

El viento en un determinado lugar cerca de la superficie terrestre está dado entonces por la combinación de los vientos geostróficos y los vientos locales. Por lo tanto, depende de la ubicación geográfica, el clima, la altura por encima del nivel del suelo, la rugosidad de la superficie y los obstáculos presentes en el entorno. Con los vientos resultantes de todos estos efectos, son con los cuales interactúan las turbinas eólicas. Una característica interesante de los vientos superficiales es su distribución de energía cinética en el dominio de la frecuencia, conocido como el espectro de van der Hoven (ver fig. 5.3). Vale destacar que en la figura se muestra la densidad de potencia espectral S_V multiplicada por la frecuencia angular ω . Independientemente del lugar en que se estudie el viento, el espectro siempre presenta dos picos aproximadamente en 0.01 ciclos/h (ciclo de 4 días) y en 50 ciclos/h (ciclo de 1 minuto), los cuales están separados por un *gap* de energía entre periodos de 10 minutos a 2 horas. La parte de bajas frecuencias de este espectro corresponde a los vientos geostróficos mientras que la parte de alta frecuencia representa la turbulencia asociada a los vientos locales. [15]

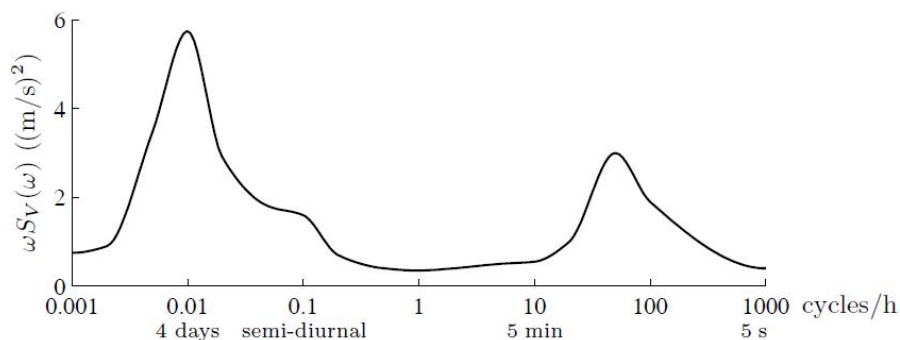


Figura 5.3: Espectro típico de van der Hoven [15]

La concentración de energía alrededor de dos frecuencias claramente separadas permite dividir la señal de velocidad de viento en dos componentes como $V = V_m + v$, donde la velocidad cuasi-estática del viento (velocidad media del viento), V_m , se obtiene como el promedio de la velocidad instantánea en un intervalo t_p , ver 5.1. Generalmente este período en el cual se promedia se elige dentro de los límites del *gap* de energía. En este caso, los cambios macro meteorológicos en la velocidad del viento aparecen como fluctuaciones lentas de la velocidad media, siendo entonces el término v el que representa la turbulencia atmosférica. [15]

$$V_m = \frac{1}{t_p} \int_{t_0 - t_p/2}^{t_0 + t_p/2} V(t) dt \quad (5.1)$$

5.2.2. Velocidad media

Conocer la velocidad media del viento que se puede esperar en un determinado lugar es crucial para determinar la viabilidad de un proyecto de energía eólica. Esta información también es esencial a la hora de elegir el tipo de tecnología que se utilizará para maximizar la eficiencia y durabilidad del proyecto. Para lograr predecir la distribución de probabilidades de la velocidad media del viento se necesita recolectar medidas del viento durante varios años. Luego la información recolectada se despliega en forma de histogramas, los cuales se pueden aproximar de buena manera mediante una distribución de Weibull⁽²⁾ (ver fig. 5.5), la cual está dada por 5.2:

$$p(V_m) = \frac{k}{C} \left(\frac{V_m}{C} \right)^{k-1} e^{-(V_m/C)^k} \quad (5.2)$$

donde k es el denominado factor de forma, el cual varía de 1 a 3 y C el denominado factor de escala, siendo este último cercano a la velocidad media del viento en el sitio. A la distribución de Weibull cuyo factor de forma es 2, se la conoce como distribución de Rayleigh. Estos coeficientes se ajustan para obtener los datos de viento en un lugar determinado. [15] [23]

A continuación en la fig. 5.4 se puede apreciar la distribución de Weibull mencionada y se puede observar claramente como las velocidades medias altas del viento son muy poco frecuentes mientras que las velocidades medias moderadas son mucho más frecuentes. [15]

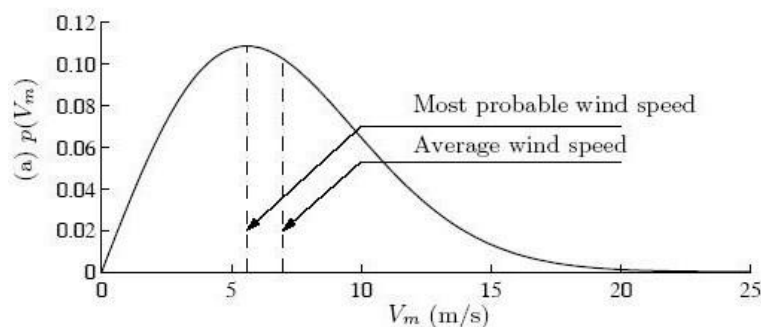


Figura 5.4: Distribución de probabilidades de Weibull para la velocidad media del viento. [15]

⁽²⁾Ernst Hjalmar Waloddi Weibull (18 de junio de 1887 - 12 de octubre de 1979) ingeniero y matemático sueco. Es reconocido por su trabajo en el área de la fatiga de materiales y en la estadística por sus estudios sobre la distribución de Weibull. [18]

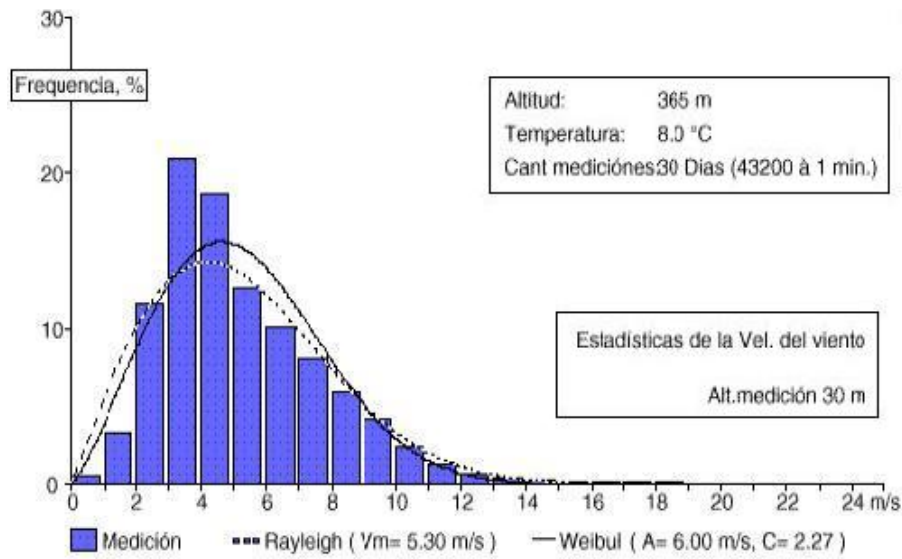


Figura 5.5: Distribución de Weibull que mejor ajusta a las mediciones presentadas en el histograma para los datos medidos según se indica. [23](modificada)

5.2.3. Dirección del viento

En las secciones anteriores se estudiaron las fuentes del viento y su velocidad media junto con su distribución de probabilidades que es uno de los aspectos mediante el cual se caracteriza al mismo. Además de la velocidad media del viento, otra de las representaciones estadísticas más comúnmente utilizada para caracterizar al viento es la distribución por rumbo de direcciones. La información de las direcciones predominantes desde las cuales proviene el viento va a ser decisiva a la hora de escoger la ubicación de los aerogeneradores. La representación más utilizada de la distribución direccional de los vientos es la llamada *rosa de vientos* (ver fig. 5.6 (a) y (b)), en la cual se representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección (la dirección del viento se refiere al lugar desde el cual proviene el flujo de aire visto desde el punto de referencia). Es posible también reflejar en la rosa de vientos la distribución de velocidades medias de viento para cada sector direccional. [23]

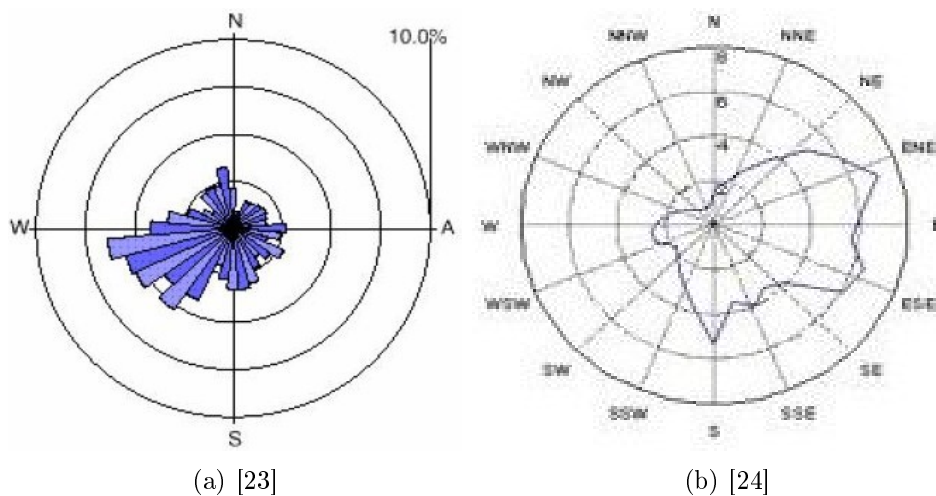


Figura 5.6: Ejemplos de rosa de vientos.

5.2.4. Influencia de las variaciones atmosféricas

Como se verá en secciones posteriores, la potencia mecánica extraíble del viento depende proporcionalmente de la densidad del aire. Es por esta razón que la altura del generador es un factor determinante sobre la potencia que es capaz de entregar ya que la densidad del aire varía a medida que se cambia la altura. Adicionalmente las velocidades de los vientos cambian con la altura. Estos dos fenómenos generan un compromiso a la hora de pensar en el desempeño de un aerogenerador. En esta sección se presentará un breve análisis de estos fenómenos y de como influyen en la generación eólica.

Cambios en la presión atmosférica

Si se considera un volumen de aire, se le puede atribuir una masa, y como consecuencia actúa sobre la misma una atracción gravitacional. La fuerza que se opone a esta atracción (peso) es debida a la diferencia de presiones que se presentan como consecuencia de los cambios de altura. Para que esta fuerza se oponga al peso de la masa de aire, la presión debe ser decreciente con la altura, es decir a mayor altura menor presión y por lo tanto la fuerza debida a la diferencia de presiones se opondrá al peso del objeto considerado. Esto quiere decir que a medida que un objeto incrementa su distancia (altura) respecto al nivel del mar, será sometido a menores presiones atmosféricas. En la fig. 5.7 se puede observar una curva de variación típica de la presión atmosférica con el aumento de altura (medida desde el nivel del mar). Se puede ver que a una altura de 5500 m sobre el nivel del mar la presión cae al 50 % respecto al valor correspondiente a una medida realizada sobre el nivel del mar.

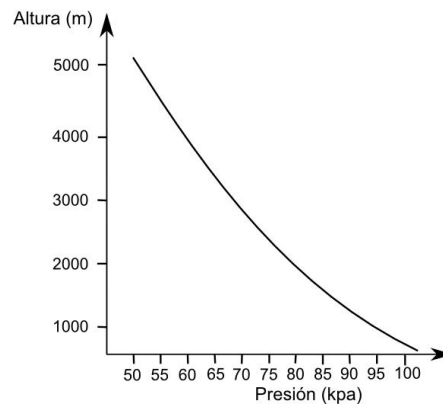


Figura 5.7: Variación de la presión atmosférica con la altura [17] (modificada)

Considérese ahora la potencia mecánica extraída del viento que se puede obtener mediante 5.12.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (5.3)$$

Como se mencionó con anterioridad esta depende proporcionalmente de la densidad del aire (ρ). Ahora si se utiliza el modelo del gas ideal para el aire (el cual es válido en la mayoría de las aplicaciones) y se escribe la masa y el volumen en función de la densidad se obtiene que:

$$PV = nRT \Rightarrow \rho = \frac{mP}{RT} \quad (5.4)$$

Mediante 5.4 queda de manifiesto la importancia de la altura del aerogenerador. A modo de ejemplo, si se instala una turbina que al nivel del mar y para un viento de 10 m/s se le puede extraer 100 kW para una temperatura determinada, la misma turbina instalada a 2000 m sobre el nivel del mar y bajo las mismas condiciones de temperatura se le podrán extraer (de acuerdo a la gráfica de la fig. 5.7):

$$P(2000\text{ m}) = \frac{p(2000\text{ m})}{p(0\text{ m})} \cdot 100\text{ kW} = \frac{80\text{ kpa}}{110\text{ kpa}} \cdot 100\text{ kW} = 73\text{ kW} \quad (5.5)$$

Se concluye entonces que en aerogeneradores instalados muy por encima del nivel del mar, el efecto de la disminución de la presión puede llevar a una reducción considerable en la potencia generada.

En este breve análisis no se ha tenido en cuenta la variación de la temperatura y sólo se ha considerado la variación de la presión con la altura. Las variaciones de temperatura cerca de la superficie terrestre no dependen tanto de la altura sobre el nivel del mar, sino que presentan una gran dependencia con la latitud y las condiciones topográficas que no han sido consideradas [17].

5.2.5. Modelo del gradiente de velocidades

A la hora de tomar decisiones acerca de la instalación de un aerogenerador es muy importante contar con medidas de velocidades de viento a diferentes alturas. Por lo general los aerogeneradores son instalados a alturas que van desde 10 a 120 m. Las variaciones en las velocidades del viento deben ser contempladas y por lo tanto resulta de interés contar con un modelo que permita conocer las velocidades a distintas alturas a partir de las medidas que se poseen. En la mayoría de los casos solo se cuenta con medidas realizadas a una única altura.

Diferentes modelos matemáticos han sido propuestos para describir la variación de la velocidad del viento $V_m(z)$ con la altura, uno de ellos es el que se expresa en la 5.6 [17].

$$V_m(z) = \frac{u_f}{K} \left(Ln \frac{z}{z_o} - \vartheta \left(\frac{z}{L} \right) \right) \quad (5.6)$$

Esta ecuación se presenta simplemente para poder captar de qué manera influyen los distintos factores en la velocidad del viento. u_f es la velocidad de fricción, K es la constante de *von Karman*⁽³⁾ (usualmente 0.4), z_o depende de la superficie del terreno (ver cuadro 5.1) y L es un factor de escalado. La función ϑ es determinada por la radiación solar en el lugar. Esta ecuación se aplica en cortos periodos de tiempo para calcular promedios de velocidades [17]. Como se puede apreciar existen diversos factores (además de la altura) que inciden en las velocidades de los vientos.

Otro de los modelos matemáticos propuestos para describir el gradiente de velocidades del viento, es la ley logarítmica de Prandtl⁽⁴⁾ dada en 5.7:

⁽³⁾Theodore von Kármán (11 de mayo, 1881, Budapest - 6 de mayo, 1963, Aquisgrán) ingeniero estadounidense de nacimiento húngaro. Su trabajo vanguardista en aeronáutica y astronáutica conlleva importantes contribuciones a la mecánica de los fluidos, la teoría de turbulencia, el vuelo supersónico, las matemáticas en ingeniería y la estructura de aviones. En 1963 fue premiado con la primer Medalla Nacional de Ciencia. [18]

⁽⁴⁾Ludwing Prandtl (4 de Febrero 1875 - 15 de Agosto 1953). Pionero en el desarrollo de un análisis matemático

$$\frac{V_m(z)}{V_m(z_{ref})} = \frac{\ln(z/z_o)}{\ln(z_{ref}/z_o)} \quad (5.7)$$

donde z es la altura por encima del nivel del suelo, z_{ref} es la altura de referencia (usualmente 10 m) y z_o es el llamado *largo de rugosidad*, valores típicos de este parámetro para diferentes tipos de suelo se pueden observar en el cuadro 5.1.

Tipo de Superficie	z_o (mm)	ζ
water or snow	0.01	—
sand	0.2 to 0.3	0.10
mown grass	1 to 10	0.13
high grass	40 to 100	0.19
suburb	1000 to 2000	0.32

Cuadro 5.1: Valores típicos de z_o y ζ para diferentes tipos de suelos [15] (modificada).

Estos dos modelos presentados en 5.6 y 5.7 suelen ser muy complicados para la mayoría de las aplicaciones comunes, lo que ha llevado al desarrollo de modelos más simples como la ley exponencial 5.8, fórmula empírica frecuentemente usada para describir el efecto del tipo de terreno en el gradiente de velocidad del viento:

$$V_m(z) = V_m(z_{ref}) \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\zeta \quad (5.8)$$

donde el coeficiente de rugosidad de la superficie ζ es también un parámetro dependiente del tipo de terreno. Valores de ζ para distintos tipos de suelo también están dados en el cuadro 5.1 [15]. Este parámetro es determinado experimentalmente. Este modelo brinda una buena aproximación para alturas que pueden variar entre 10 m y 150 m. El exponente ζ depende de la altura, la hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidad del viento y de la temperatura [17]. A continuación en la fig. 5.8 se muestra una curva típica de variación del parámetro ζ en función de la velocidad de referencia $V_m(z_{ref})$.

Mediante la utilización de modelos del estilo de los presentados es posible obtener una aproximación de las medidas realizadas para diferentes alturas en caso de que no se cuenten con medidas reales a la altura deseada.

5.2.6. Mapa eólico

A continuación en la fig. 5.9, y a modo de ejemplo, se presenta le mapa eólico⁽⁵⁾ de Uruguay para distintas alturas, para poder visualizar como están conformados los mismos, mostrando efectivamente que la velocidad del viento varía considerablemente con la altura.

riguroso para modelar la ciencia aerodinámica con propósito de aplicarla a la ingeniería aerodinámica. Fue el primero en el mundo en construir un túnel de viento. [18]

⁽⁵⁾El mapa eólico fue realizado por el *Grupo de Energías Renovables* de la Facultad de Ingeniería en el año 2009 en el marco de un convenio con el MIEM.

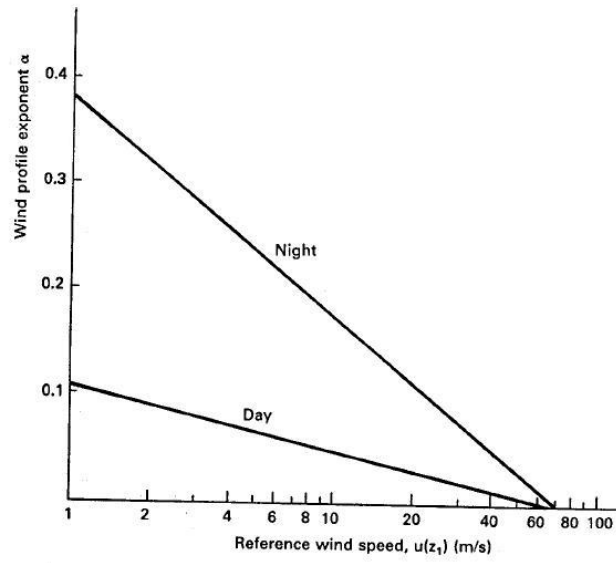
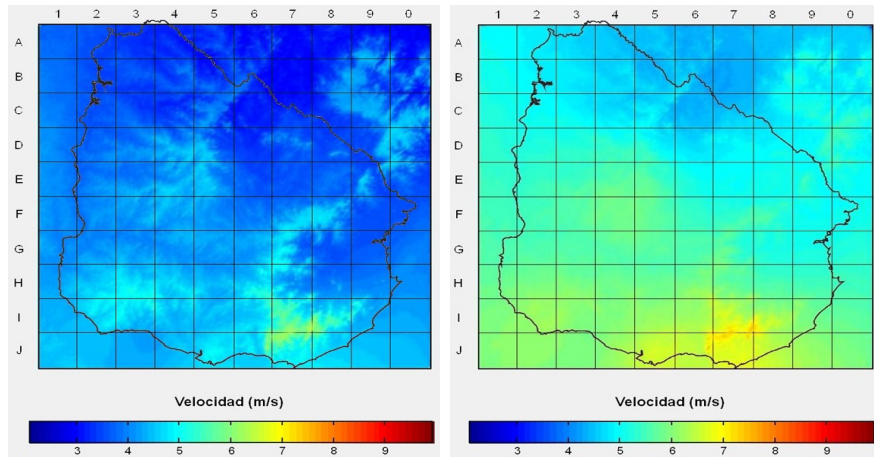
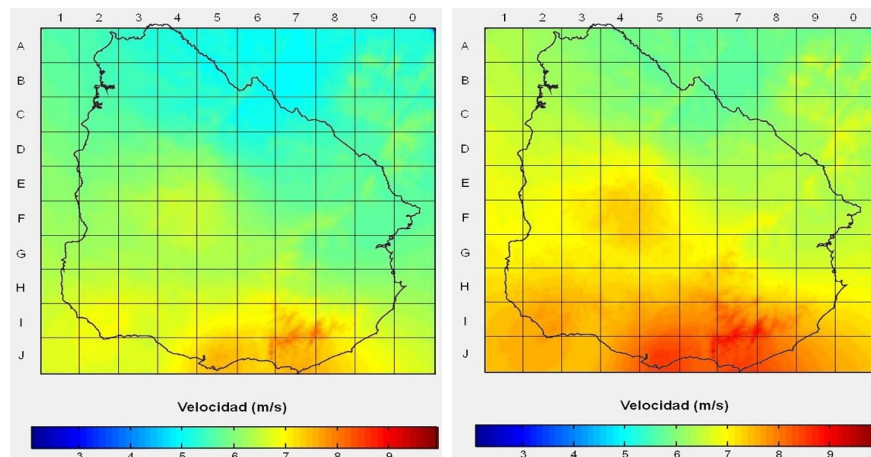


Figura 5.8: Variación de α con la velocidad $V_m(z_{ref})$ [17] modificada



(a) Mapa eólico para 15 m de altura (b) Mapa eólico para 30 m de altura



(c) Mapa eólico para 50 m de altura (d) Mapa eólico para 90 m de altura

Figura 5.9: Mapas Eólicos de velocidad media anual para distintas alturas [24].

Ahora en la fig. 5.10, se presentarán las distribuciones de Weibull para las mismas alturas que en los mapas eólicos mostrados en la fig. 5.9, pero centrando la atención en el cuadrante J8.

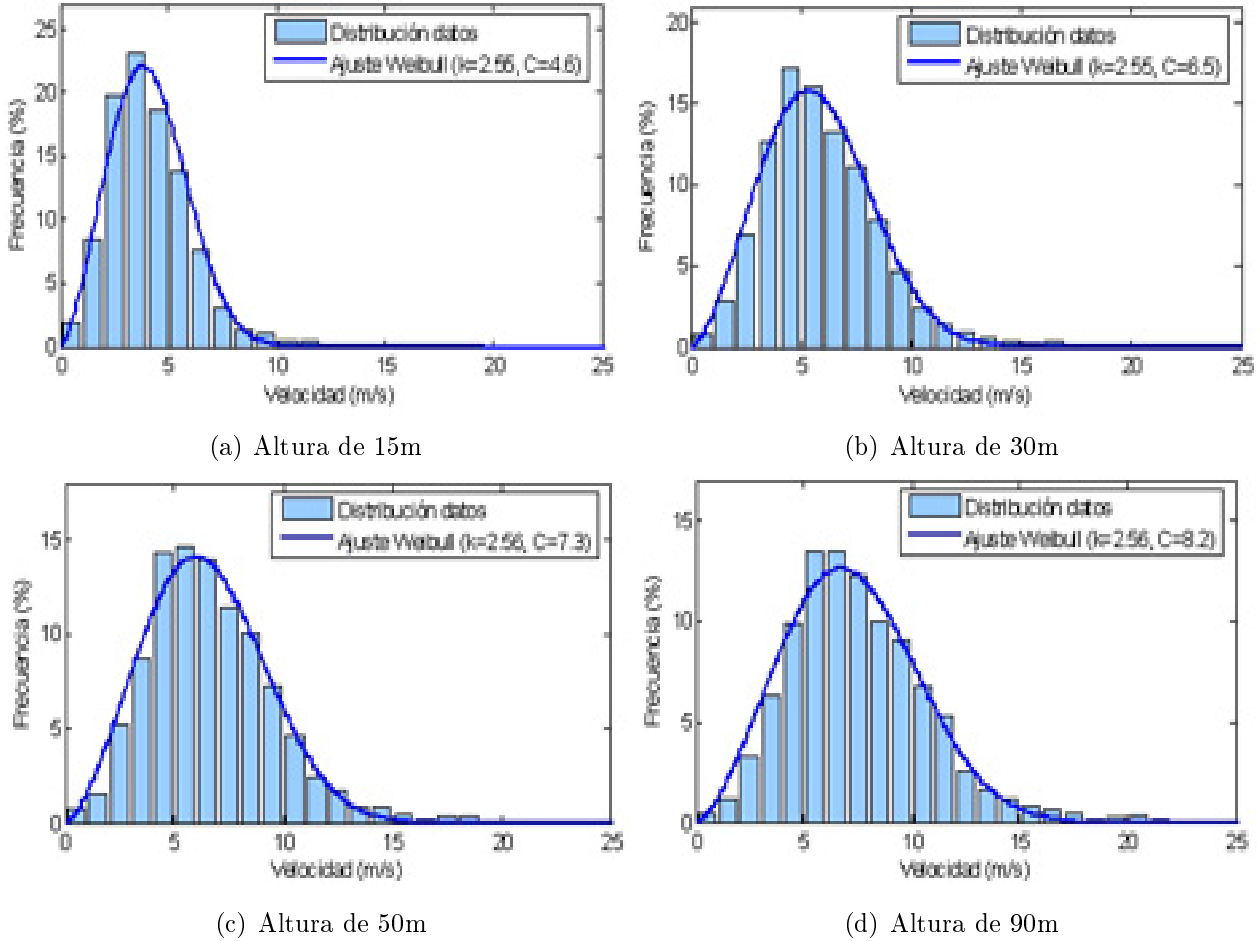


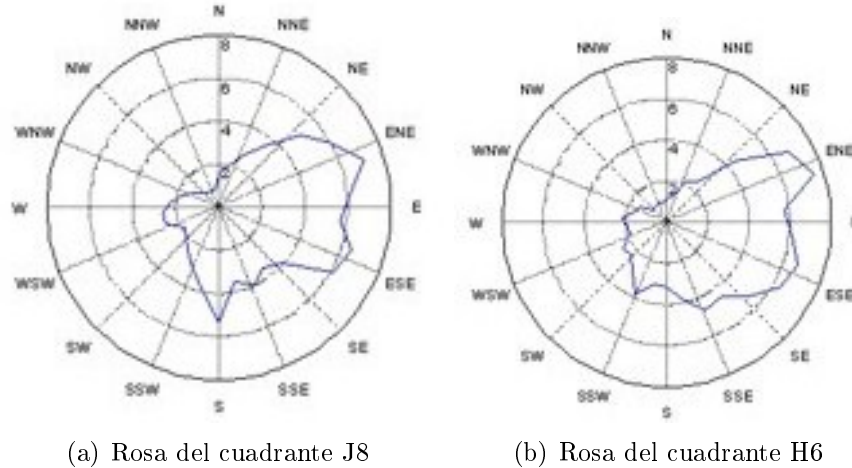
Figura 5.10: Distribuciones de Weibull del cuadrante J8 para distintas alturas. [24]

Tanto en los mapas eólicos como en la distribuciones de Weibull se puede apreciar claramente como a mayor altura sobre el nivel del suelo, mayor velocidad media presenta el viento, tal como se vio analíticamente en secciones anteriores.

Por último también puede ser interesante comparar cómo varía la rosa de vientos de un cuadrante a otro de los mapas eólicos de las fig. 5.9. Como también se analizó en secciones anteriores, las características del viento y su distribución de direcciones, varían según por ejemplo la altura, la ubicación geográfica, el terreno y la rugosidad del mismo, los obstáculos presentes en el entorno entre otras. Ver fig. 5.11.

5.3. Turbinas eólicas

En esta sección se presentarán algunas nociones relevantes sobre aerodinámica y se llegarán a presentar expresiones para el torque y las fuerzas desarrolladas por la turbina. A su vez se hará una breve descripción de los tipos de rotores eólicos. [15]



(a) Rosa del cuadrante J8 (b) Rosa del cuadrante H6

Figura 5.11: Comparación Rosa de Vientos. [24]

5.3.1. Tipos de rotor

Las turbinas eólicas son dispositivos diseñados especialmente para transformar parte de la energía cinética disponible en el viento en energía mecánica útil. Varios diseños se han desarrollado a lo largo de los años, constando la mayoría de ellos de un rotor que gira propulsado por fuerzas de arrastre o de sustentación, que se originan a partir de la interacción del viento con la turbina. Los rotores se clasifican según la posición de su eje en rotores de eje vertical y rotores de eje horizontal, si bien este trabajo está enfocado a una turbina de eje horizontal, en esta sección describiremos ambos tipos de turbinas. [15]

En cuanto a las turbinas de eje vertical la más exitosa es la turbina de rotor Darrieus⁽⁶⁾ (ver fig. 5.12(a)). La característica más interesante de este tipo de turbinas es que tanto el generador como los dispositivos de transmisión se encuentran ubicados a nivel del suelo. Además pueden capturar el viento desde cualquier dirección sin necesidad de orientarse. Sin embargo, estas ventajas son contrarrestadas por el hecho de que la captación de energía es reducida debido a que el rotor intercepta vientos con menos energía. Sin embargo, aunque el generador y la transmisión se encuentran en el suelo, el mantenimiento de los mismos no es sencillo porque requiere muchas veces de la extracción del rotor. Por otra parte estos rotores son soportados por una especie de cuerdas las cuales requieren de grandes extensiones de terreno. Por estas razones es que el uso de turbinas de eje vertical se ha visto considerablemente reducido en las últimas décadas. [15]

Hoy en día, la mayoría de las turbinas eólicas comerciales conectadas a la red son turbinas de eje horizontal de dos o tres palas (ver fig. 5.12 (b)). En estas turbinas el rotor está localizado en la parte superior de la torre, lugar en donde el viento posee más energía y menos turbulencias. La torre soporta además una barquilla o góndola en donde tanto la caja de engranajes y el generador son ensamblados. Además estas turbinas cuentan con un mecanismo de orientación, que gira el rotor y la barquilla, de manera de que en operación normal el rotor está enfrenteado al viento para poder capturar la mayor energía posible. Si bien en aplicaciones

⁽⁶⁾Georges Jean Marie Darrieus (24 de Setiembre 1888 - 15 de Julio 1979) ingeniero aeronáutico francés del siglo XX. Famoso por la invención del Rotor Darrieus, una turbina eólica de eje vertical capaz de operar bajo cualquier dirección del viento incidente. Este invento fue patentado en el año 1931. [18]

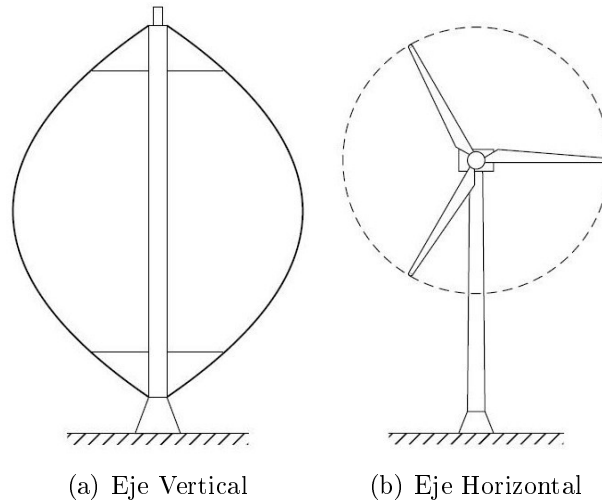


Figura 5.12: Tipos de Rotor[15].

de baja potencia, el mecanismo de orientación puede ser muy simple, es uno de los dispositivos más complicados en turbinas eólicas de grandes potencias. Por último en este tipo de turbina, la electrónica de potencia generalmente está situada a nivel del suelo. [15]

5.3.2. Aerodinámica

Se estudiará un caso simplificado en el cual la corriente incidente es uniforme y paralela al eje de giro de la máquina. Problemas asociados a la fatiga o al control, que surgen a partir de la desalineación del eje de giro y su inclinación, la cortadura del viento o las turbulencias, no serán considerados ya que complicarían de sobre manera el análisis que se quiere realizar. Cabe también destacar que el análisis para las máquinas con eje de giro vertical es sustancialmente diferente. [3]

5.3.3. Comportamiento global de la turbina. [3]

Se considerará un tubo de corriente, formado por líneas de corriente que circundan a la aeroturbina, como se indica en la fig. 5.13

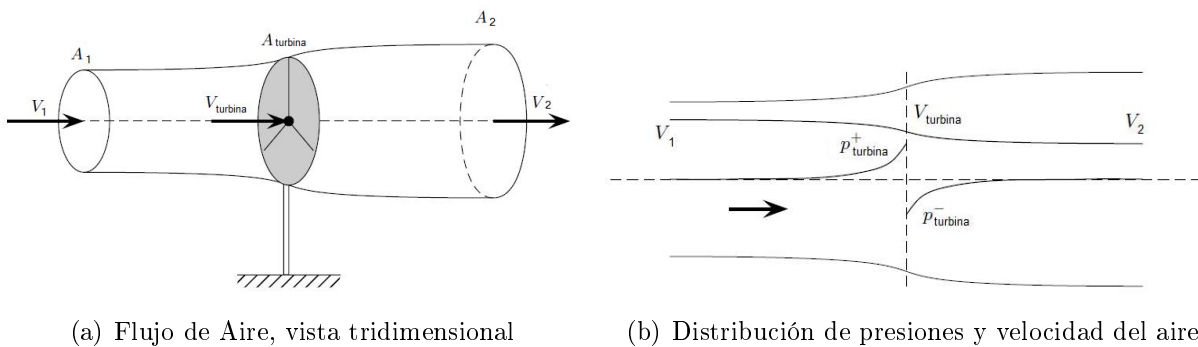


Figura 5.13: Tubo de corrientes que circunda la aeroturbina[15].

Se supondrá, como ya se mencionó antes, que el viento incidente es uniforme y que la configuración de la fig. 5.13 tiene simetría axial. Se considera además que a una distancia suficientemente lejana aguas arriba y abajo de la turbina, las líneas de corriente serán paralelas al viento incidente V_1 . A medida que el viento avanza aguas abajo, va perdiendo velocidad hasta tomar un valor V_2 en la sección de salida A_2 , en donde su velocidad se supondrá uniforme. A lo largo del tubo de corriente hay una discontinuidad entre las velocidades del aire dentro y fuera del tubo, la cual es altamente inestable y propicia la generación de turbulencia.

La velocidad del viento que atraviesa la aeroturbina se calcula a partir del Teorema de Froude⁽⁷⁾ y corresponde a la media aritmética de V_1 y V_2 .

$$V_{turbina} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (5.9)$$

Este resultado se puede expresar también, utilizando el coeficiente de velocidad inducida, a , entonces:

$$V_2 = V_1(1 - 2a) \quad (5.10)$$

$$V_{turbina} = V_1(1 - a) \quad (5.11)$$

Se puede interpretar este resultado como que el aire pierde la mitad de la velocidad antes de pasar por la aeroturbina y la otra mitad después. A su vez, la potencia mecánica extraída del aire (P_m) dada en 5.12, es la energía cinética que este pierde al pasar por la aeroturbina.

$$P_m = \left(\rho V_{turbina} \frac{\pi D^2}{4} \right) \left(\frac{1}{2} V_1^2 - \frac{1}{2} V_2^2 \right) \quad (5.12)$$

En donde el primer término representa la masa de aire que atraviesa la aeroturbina por unidad de tiempo y el segundo la energía cinética que pierde el aire en la turbina por unidad de masa. En 5.12 se ve que si aumenta el bloqueo producido por la aeroturbina o si aumenta el coeficiente de velocidad inducida a , disminuye la velocidad V_2 y por lo tanto mayor será el segundo término, pero también, disminuye la velocidad $V_{turbina}$ y por lo tanto disminuye el primer término. Es claro entonces que existe un valor óptimo de a para el cual se obtiene la máxima potencia. Sustituyendo 5.10 y 5.11 en 5.12, se obtiene una expresión de la potencia mecánica en función de a :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho V_1^3 \frac{\pi D^2}{4} (1 - a)(1 - (1 - 2a)^2) \quad (5.13)$$

La expresión 5.13, presenta su máximo en $a = \frac{1}{3}$ y la potencia máxima vale:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho V_1^3 \frac{\pi D^2}{4} \frac{16}{27} \quad (5.14)$$

Generalmente se expresa este resultado en una forma adimensionada a la cual se le denomina coeficiente de potencia y el mismo está dado por:

⁽⁷⁾William Froude (28 de noviembre, 1810, Dartington, Inglaterra - 4 de mayo, 1879, Simonstown, África del Sur) ingeniero hidráulico y arquitecto naval. Froude fue el primero en establecer leyes confiables respecto a la resistencia que el agua ejerce al avance de los navíos, y en calcular su estabilidad. En la mecánica de fluidos un parámetro adimensional lleva su nombre: el número de Froude. [18]

$$C_p = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho V_1^3 \frac{\pi D^2}{4}} \quad (5.15)$$

Este coeficiente indica qué proporción de la potencia asociada a la energía cinética del viento que atraviesa la aeroturbina es aprovechada, si la misma estuviese circundada por un tubo de corriente cilíndrico con generatrices rectas y paralelas al viento incidente. Pero del principio de conservación de la masa, se puede deducir que aprovechar toda esa energía es imposible, ya que el aire al perder energía cinética se desacelera y el tubo se abre de tal manera que la sección de captación de aire A_1 , siempre es menor que la de la aeroturbina $A_{turbina} = (\pi D^2)/4$ como se muestra en la fig. 5.13(a). El máximo C_p sería 16/27 el cual se conoce como el límite de Betz⁽⁸⁾, es decir que se puede convertir como máximo un 59.26 % de la energía cinética del viento incidente a la aeroturbina en energía mecánica⁽⁹⁾.

La distribución de presiones se muestra en la fig. 5.13(b). Aguas arriba, en la sección A_1 , la presión es igual a la presión ambiente y aumenta a medida que el fluido se aproxima a la turbina, donde toma su valor máximo. Luego de atravesar la aeroturbina el valor de la presión cae a su mínimo y va aumentando a medida que el aire se mueve aguas abajo, hasta que en la sección A_2 vuelve a alcanzar el valor de la presión ambiente. A partir de la ecuación de Bernoulli, se estiman los valores de la presión delante y detrás de la turbina, $p_{turbina+}$ y $p_{turbina-}$, respectivamente. Bernoulli establece que la presión total se conserva entre la sección A_1 y la sección inmediatamente anterior a la turbina y de igual manera para la sección posterior y la sección A_2 de forma que:

$$p_a + \frac{1}{2}\rho V_1^2 = p_{turbina+} + \frac{1}{2}\rho V_{turbina}^2 \quad (5.16)$$

$$\Rightarrow p_{turbina-} + \frac{1}{2}\rho V_{turbina}^2 = p_a + \frac{1}{2}\rho V_2^2 \quad (5.17)$$

Se ve como no se conserva la presión total a través de la turbina, esta pérdida de presión total se corresponde con la energía extraída al viento. Se desprende entonces que la fuerza sobre la aeroturbina vale:

$$F = (p_{turbina+} - p_{turbina-}) \frac{\pi D^2}{4} = \frac{1}{2}\rho(V_1^2 - V_2^2) \frac{\pi D^2}{4} \quad (5.18)$$

También se puede calcular la fuerza aplicando la conservación global de la cantidad de movimiento. La fuerza así calculada corresponde a la diferencia entre la cantidad de movimiento que entra y sale del tubo de corriente y vale:

$$F = \rho \frac{\pi D^2}{4} V_{turbina} (V_1 - V_2) \quad (5.19)$$

Hay que tener en cuenta también el efecto que provoca la presión al no ser constante. Observando la fig. 5.13(b) se ve que delante de la aeroturbina hay una sobrepresión que empujaría hacia adelante al tubo de corriente y detrás una depresión que empujaría en sentido

⁽⁸⁾ Albert Betz (25 de Diciembre de 1885 Schweinfurt - 16 de Abril de 1968 Göttingen), físico alemán, pionero en tecnologías de turbinas de viento, estableció la llamada Ley de Betz sobre el máximo de energía cinética del viento a ser convertida en energía mecánica (59.26%). Betz fue galardonado con la medalla Carl Friedrich Gauss de la Academia Alemana de Ciencia del Oeste. [18]

⁽⁹⁾ Ver Apéndice E

contrario. Se puede demostrar que en primera aproximación ambos efectos se compensan. Comparando 5.18 y 5.19 se demuestra el Teorema de Froude, dado en 5.9. Al sustituir 5.10 y 5.11 en 5.19 se halla la expresión 5.20 de la fuerza de empuje en función de a .

$$F = \frac{1}{2}\rho\frac{\pi D^2}{4}V_1^2 4a(1-a) \quad (5.20)$$

Al expresar este resultado en forma adimensionada, se obtiene el coeficiente de la fuerza de empuje 5.21.

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho V_{hub} \frac{\pi D^2}{4}} \quad (5.21)$$

Donde V_{hub} es la velocidad del viento a la altura del buje en m/s.

La fig. 5.14 muestra una curva típica de C_T en función de V_{hub} (curva que suelen suministrar los fabricantes de aerogeneradores).

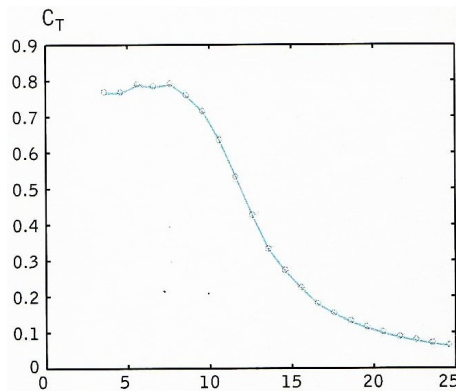


Figura 5.14: Coeficiente C_T en función de la velocidad V_{hub} . [3]

De 5.21 y 5.20 se observa que el coeficiente de empuje presenta un máximo, $C_T = 1$, para $a = 1/2$. En la realidad, el modelo propuesto no tendría sentido para valores de a próximos a $1/2$ ya que V_2 sería próximo a cero y A_2 muy grande. Para valores de $a > 1/2$, se tendrían velocidades $V_2 < 0$ y aunque no tendría ningún sentido físico, estaría indicando que la aeroturbina está muy cargada y que se comportaría como si fuese un disco sólido, que crearía remolinos y desprendimientos detrás del mismo. En ese caso el resultado 5.21 no es válido y se podrían alcanzar valores de $C_T > 1$.

5.3.4. Parámetros adimensionales más importantes que definen el comportamiento de la aeroturbina.

Se identificarán los parámetros de los cuales depende el comportamiento de la aeroturbina, más concretamente la potencia mecánica desarrollada P_m . Del aire incidente sobre la turbina, se conoce su densidad ρ , su viscosidad μ y la velocidad del viento V_{hub} , que se considera uniforme. Dada una familia de aeroturbinas, es decir que todas tienen la misma forma, una vez conocido el diámetro D , quedan definidos los tamaños de todos los demás elementos para esta familia. La forma básica está determinada, pero la misma máquina puede estar más o menos

sucia, envejecida, con hielo, entre otro efectos que se caracterizan mediante el coeficiente de rugosidad de la palas k . Por otro lado, existen otros dos parámetros que juegan un rol importante que son los ángulos β y ψ , denominados ángulos de paso y de guiñada⁽¹⁰⁾ respectivamente. El ángulo β es un parámetro de control de potencia y corresponde al ángulo que giran la palas entorno a su envergadura mientras el ángulo ψ , representa el hecho de que la máquina no este alineada con el viento. Ver fig. 5.15

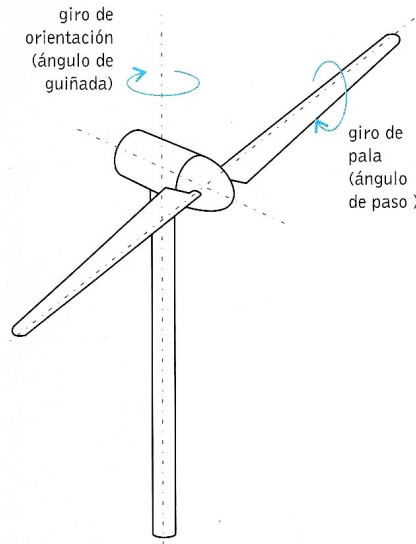


Figura 5.15: Ángulos de paso y guiñada. [3]

Por lo que si la aeroturbina está girando a velocidad angular Ω , la potencia va a ser una función de todos los parámetros mencionados:

$$P_m = (V_{hub}, \rho, \mu, D, k, \beta, \psi, \Omega, forma) \quad (5.22)$$

Aplicando el Teorema II, demostrado en el Apéndice D, como los parámetros V_{hub} , ρ y D son independientes, con ellos se puede adimensionalizar todas las otras variables, expresando 5.22 como :

$$C_p = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho V_{hub}^3 \frac{\pi D^2}{4}} = f\left(\frac{\mu}{\rho V_{hub} D}, \frac{k}{D}, \beta, \psi, \frac{\Omega D}{2V_{hub}}, forma\right) \quad (5.23)$$

La potencia en 5.22 dependía de nueve parámetros mientras que en 5.23 depende solo de seis. Al parámetro correspondiente a Ω , se le agrega un factor de $\frac{1}{2}$, para que adopte un significado físico, correspondiente al coeficiente de velocidad específica λ . Este coeficiente está definido en 5.24 como el cociente entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento a la altura del buje.

$$\lambda = \frac{\Omega(D/2)}{V_{hub}} \quad (5.24)$$

Se pueden tomar en cuenta algunas consideraciones, para lograr simplificar aún más 5.23. Por ejemplo que tanto el término $\frac{\mu}{\rho V_{hub} D}$ (correspondiente al inverso del numero de

⁽¹⁰⁾También llamado ángulo de orientación

Reynolds) y el término k/D (correspondiente a la rugosidad relativa) son despreciables, además se considera que el ángulo $\psi = 0$ (la máquina está alineada con el viento) y por último si la forma de la máquina está predefinida, entonces:

$$C_p = f(\beta, \lambda) \quad (5.25)$$

Se presentan, en la fig. 5.16 (a), las curvas típicas para C_p en función de β y λ . Se observa claramente como el C_p máximo es inferior al límite de Betz hallado anteriormente. A su vez se ve como al aumentar el ángulo de paso β , disminuye C_p (esto se puede utilizar para controlar la potencia desarrollada). Además se puede ver como para β fijo, el valor del C_p máximo se da para un valor de λ determinado. Esto implica que si se quiere mantener el máximo C_p al variar la velocidad del viento, se debe variar la velocidad angular de giro proporcionalmente de manera de mantener fijo el valor de λ . Si la aeroturbina se comportara de manera tal que variara su velocidad angular de forma proporcional a la velocidad del viento incidente, aumentaría en principio el rendimiento de la transformación de energía, pero esto no es fácil de llevar a cabo prácticamente, ya que las turbinas eólicas actuales tienen una gran inercia y se hace muy difícil poder variar la velocidad de giro al mismo tiempo que varía la velocidad del viento.

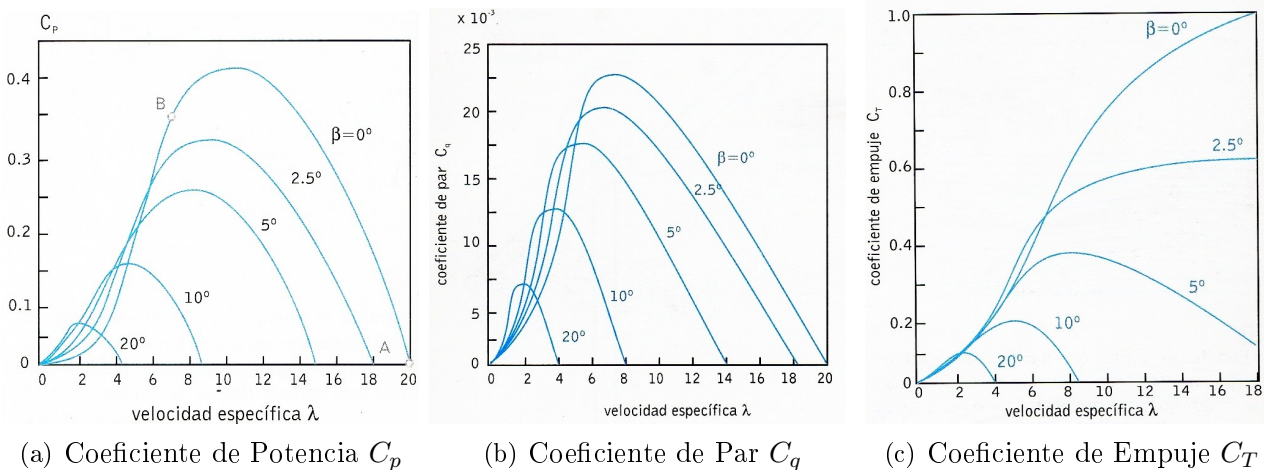


Figura 5.16: Coeficientes en función del coeficiente de velocidad específica y del ángulo de paso. [3]

Se puede ver en la fig. 5.16 (a), el máximo valor de C_p , se da con $\beta=0$, para valores de λ entorno a 10.

La elección del valor de λ al cual se da el máximo C_p es muy importante. Por ejemplo, si se tiene un valor de $\lambda = 10$ y se diseña la turbina para que el máximo C_p se de a una velocidad del viento de 10 m/s entonces a partir de 5.24, para $D=20$ m, la velocidad de giro es de $n=38$ rpm, mientras que para $D=50$ m, la velocidad de giro es de $n=95$ rpm. Como el generador al cual está acoplada la máquina gira a 1500 rpm, generador de un par de polos, se necesita un sistema de transmisión que aumente la velocidad de giro hasta 1500 rpm. Estos sistemas son caros y suelen tener fallas. Los sistemas de transmisión se podrían evitar aumentando el número de polos, pero esto hace más caro y pesado el sistema. Por lo que las máquinas más modernas se diseñan para obtener el máximo valor de C_p a valores altos de λ . Hay que tener en cuenta sin embargo el inconveniente que se presentaría si por ejemplo para $\lambda = 30$ y $V_{hub} = 10$ m/s, la velocidad en la punta de la pala sería de 300 m/s, lo que provocaría diversos problemas técnicos

como medioambientales de difícil solución con la tecnología actual.

Otro parámetro de interés es el par, T , transmitido al eje de la turbina, ver la fig. 5.16 (b). Una expresión adimensional para el par es 5.27.

$$C_q = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho V_{hub}^2 \frac{\pi D^3}{8}} \quad (5.26)$$

Si se tiene en cuenta que $P = T\Omega$, entonces el coeficiente de par se puede expresar como 5.27:

$$C_q = \frac{C_P}{\lambda} \quad (5.27)$$

Por último, otro parámetro que se utiliza es la fuerza de empuje y su correspondiente coeficiente de empuje que ya se definió en 5.21.

5.4. Fuerzas sobre las palas de un aerogenerador

En esta sección se analizará el efecto que produce la incidencia del viento sobre las palas de un aerogenerador. Se analizarán los dos tipos de fuerzas que resultan de la interacción del viento con el perfil de las palas y la importancia e influencia de estas fuerzas en el diseño de las palas. Al principio se realizará un análisis en estado estacionario (sin considerar la rotación de las palas) para luego introducir el efecto de la rotación.

5.4.1. Consideraciones generales en estado estacionario

El pasaje del aire a través de una pala en estado estacionario en un aerogenerador produce dos tipos de fuerzas en distintas direcciones, una fuerza es la llamada *fuerza de levantamiento o sustentación* en la dirección perpendicular al flujo de aire y la otra fuerza que aparece es la llamada *fuerza de arrastre o empuje* en la dirección del flujo de aire. La fuerza de empuje aparece como consecuencia de que cuando un cuerpo cualquiera (en este caso la pala) se mueve en un fluido (aire) o está inmerso en un fluido real en movimiento, experimenta una fuerza de empuje o también llamada resistencia. Esta fuerza depende entre otros factores de la viscosidad del fluido. En el caso de un fluido perfecto de viscosidad nula esta fuerza no aparecería. El efecto de esta fuerza además de producir pérdidas de carga, origina esfuerzos con resultante no nula entre el cuerpo y el fluido. Este esfuerzo que produce fuerzas no deseadas sobre la pala repercute en el diseño de las torres de los aerogeneradores y debe ser tenida en cuenta para el diseño. Por otra parte la fuerza de sustentación es consecuencia de la diferencia de velocidades del fluido que atraviesa la pala. Debido a la disposición geométrica de la misma, el aire que atraviesa la parte superior de la pala tiene un recorrido mayor y por este motivo experimentará un incremento de velocidad (ver fig. 5.17). Este incremento de velocidad genera una diferencia de presiones entre el aire que fluye a ambos lados de la pala que se traduce en una fuerza en la dirección perpendicular al flujo de aire.

Estas fuerzas dependen proporcionalmente de la densidad del aire, el área de barrido de la pala y del cuadrado de la velocidad del viento.

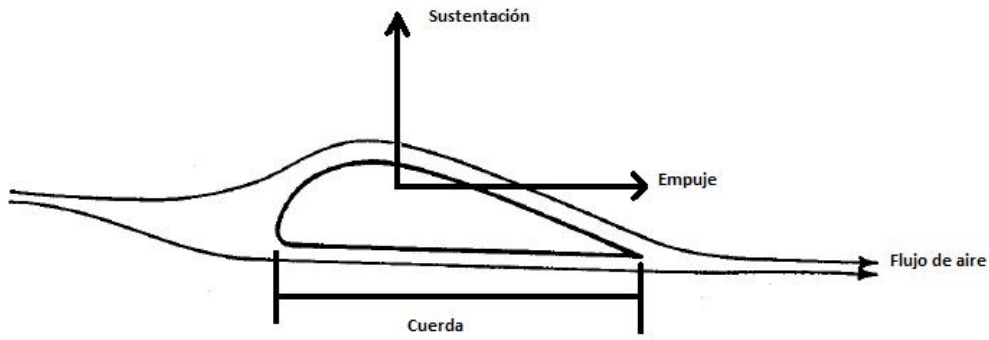


Figura 5.17: Representación de las fuerzas sobre la pala. [17] (modificada)

5.4.2. Análisis considerando el movimiento de rotación

Considerando ahora el movimiento de rotación de la pala, combinado con la velocidad del viento incidente sobre la misma deriva en una velocidad relativa del viento incidente sobre la pala tal como se muestra en la fig. 5.18.

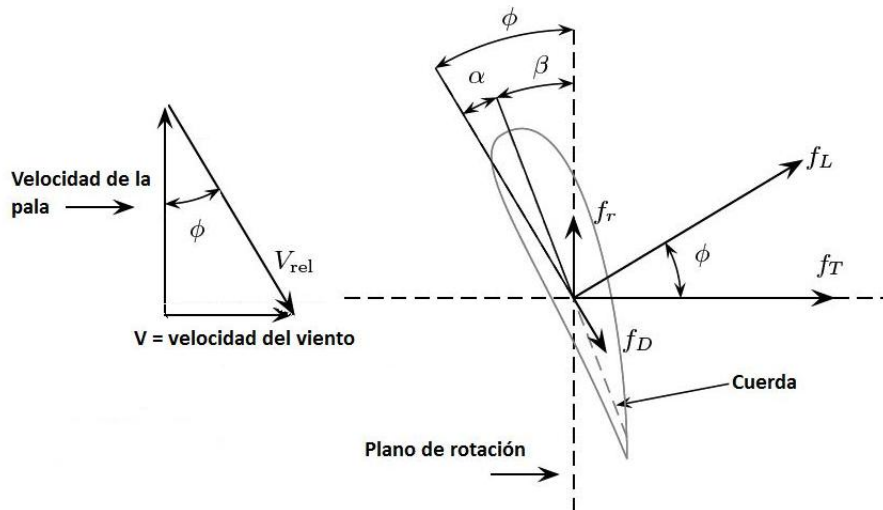


Figura 5.18: Fuerzas sobre una pala en movimiento rotacional. [15] (modificada)

En el cuadro 5.2 se resumen los símbolos utilizados para las distintas fuerzas que aparecen en la fig. 5.18 junto a la descripción correspondiente.

Símbolo	Descripción
f_T	fuerza en la dirección perpendicular al plano de rotación
f_r	fuerza en la dirección del plano de rotación
f_L	fuerza de sustentación
f_D	fuerza de empuje

Cuadro 5.2: Simbología y descripción.

En esta situación se puede considerar en una primera aproximación que el flujo de aire tiene la dirección V_{rel} (composición de la velocidad del viento con la velocidad en la punta de la pala) y produce una diferencia de presiones a ambos lados de la pala que deriva en la fuerza de sustentación f_L en la dirección perpendicular al flujo de aire, el cual como ya se mencionó tiene la misma dirección de V_{rel} en primera aproximación. Adicionalmente aparece la fuerza de empuje f_D en la dirección de V_{rel} . Proyectando estas fuerzas en las direcciones perpendiculares y paralelas a la velocidad del viento incidente obtenemos las componentes f_T y f_r . La fuerza f_r es capaz de realizar trabajo útil (genera un par), mientras que por otro lado la fuerza f_T genera esfuerzos no deseados sobre la torre que deben ser tenidos en cuenta en el diseño (estos resultados ya habían sido adelantados previamente).

Se denominan sustentación L (lift) y resistencia D (draft) a las relaciones 5.28 y 5.29:

$$L = \frac{f_L}{b} \quad (5.28)$$

$$D = \frac{f_D}{b} \quad (5.29)$$

donde b es la longitud del perfil considerado (en este caso de la pala). La sustentación L y la resistencia D se suelen expresar en función de los coeficientes de sustentación (C_L) y resistencia (C_D) de la forma 5.30 y 5.31:

$$L = \frac{\rho c}{2} V_{rel}^2 C_L(\alpha) \quad (5.30)$$

$$D = \frac{\rho c}{2} V_{rel}^2 C_D(\alpha) \quad (5.31)$$

donde c es la longitud de la cuerda del elemento considerado. Se denomina *cuerda* al segmento que une los dos puntos de mayor curvatura del perfil. El ángulo α del cual dependen ambos coeficientes es el denominado *ángulo de incidencia* o *ángulo de ataque* y es el ángulo formado entre la cuerda y la dirección de V_{rel} . Como se puede ver en la fig. 5.18:

$$\alpha = \phi - \beta \quad (5.32)$$

donde ϕ es el ángulo formado entre V_{rel} y el plano de rotación, y β es el llamado *ángulo de pitch* que constituye un parámetro muy importante en el control de los aerogeneradores y es el ángulo formado entre la cuerda y el plano de rotación. De la experiencia surge que en la determinación de C_L y C_D intervienen ρ , c , la viscosidad y la geometría del perfil. En la fig. 5.19 se muestran curvas típicas de los coeficientes mencionados.

Como se puede apreciar en la fig. 5.19 para valores de α bajos, C_L crece en proporción a α mientras que C_D se mantiene constante y en valores muy bajos. Sin embargo para $\alpha \cong 13^\circ$ ocurre un cambio abrupto en el valor de C_L . Cuando el valor de α excede este valor crítico, el flujo de aire sobre la pala deja de ser laminar y se separa o distancia de la parte superior de la pala. Esto se traduce en una diferencia de presión que reduce drásticamente la fuerza de sustentación y aumenta la resistencia o empuje. En estas condiciones se dice que la turbina entra en pérdidas (*stall*). El fenómeno consiste en que para ángulos de ataque mayores a determinado valor (usualmente 15°) el flujo de aire sobre la pala no puede seguir siendo laminar, entonces el aire pierde contacto con la superficie de la pala generándose fuertes turbulencias que disminuyen la presión sobre el perfil.

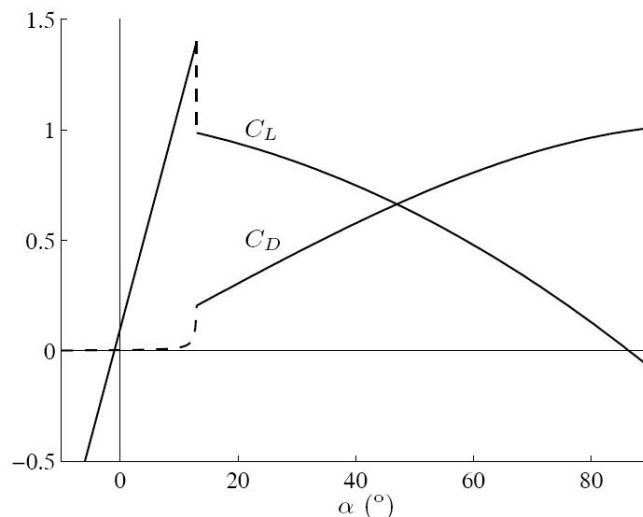


Figura 5.19: Curvas típicas de los coeficientes. [15]

5.5. Velocidad del viento experimentada por la turbina

5.5.1. Gradiente de velocidades del viento

A medida que aumenta la altura también aumenta la velocidad media del viento, siendo este efecto una de las causas de las cargas mecánicas por efecto aerodinámicas. De hecho, el gradiente de velocidad media produce una variación cíclica en la velocidad media del viento experimentada por un elemento de pala en rotación (ver fig. 5.20). Por ejemplo, la velocidad del viento vista por el elemento de pala s_r coincide con la velocidad media del viento a la altura del buje cuando la pala se encuentra en posición horizontal ($\xi = \pm\pi/2$), es menor cuando la pala está verticalmente hacia abajo ($\xi = \pi$), y es mayor cuando la pala está verticalmente hacia arriba ($\xi = 0$) [15].

Si se define h_r como la altura del elemento de pala s_r , la misma varía con el ángulo ξ de la forma 5.33:

$$h_r = h - r \cos(\xi) \quad (5.33)$$

donde h es la altura de la torre y r la distancia desde el elemento de pala a el eje de rotación. Si ahora se evalúa 5.7 en h_r y se toma la altura h como altura de referencia, se obtiene:

$$V_m(h_r) = V_m(h) \frac{\ln\left(\frac{h-r \cos(\xi)}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)} \quad (5.34)$$

Las fluctuaciones cíclicas del torque causadas por el gradiente de velocidades del viento son mostradas en la fig. 5.21. En cada pala, estas fluctuaciones de torque son aproximadamente sinusoidales con frecuencia fundamental 1P. Debido al efecto del promedio de las palas, únicamente la frecuencia 3P y armónicos son propagados a través del buje, la transmisión y el generador, mientras que la frecuencia fundamental se cancela. De aquí que las cargas aerodinámicas de las palas se ven significativamente atenuadas al ser transmitidas al resto de los

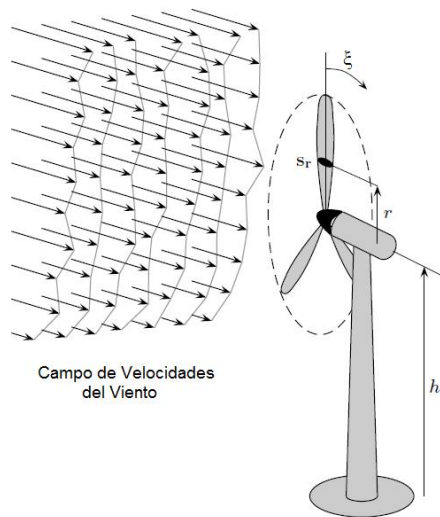
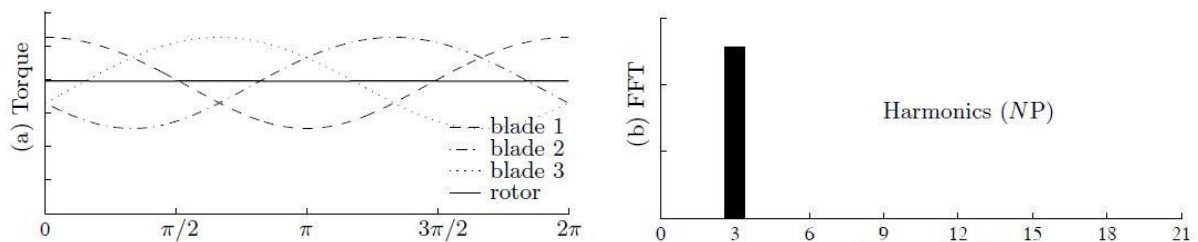


Figura 5.20: Distribución espacial de la velocidad del viento que atraviesa el área de barrido de la aeroturbina[15].

dispositivos. El efecto del gradiente de velocidades del viento se aprecia más claramente en turbinas bipala.



(a) Fluctuaciones normalizadas de torque en cada pala (b) Transformada rápida de Fourier para el torque del rotor

Figura 5.21: Efecto del gradiente de velocidades. [15]

5.5.2. Sombra de la torre

Las turbinas de eje horizontal son siempre soportadas por una torre, la cual oficia de soporte tanto para el rotor, como para el generador y la transmisión. Estas torres son obstáculos que afectan apreciablemente al flujo de viento, en la fig. 5.22 se observa claramente como las líneas de flujo se desvían justo en frente a la torre de la turbina. A este efecto es al cual se le conoce como *sombra de la torre* y el mismo depende de la orientación de la máquina (barlovento o sotavento), la geometría de la torre (tubular o celosía) y del número de Reynolds del fluido [15] [3].

Las perturbaciones del fluido incidente sobre cada pala son críticas en los rotores orientados a sotavento. Sin embargo para máquinas orientadas a barlovento la interferencia de la torre se refleja en un simple retardo del fluido. De aquí que la mayoría de los aerogeneradores en la actualidad se orientan a barlovento. En la fig. 5.23 se puede observar el efecto de la sombra

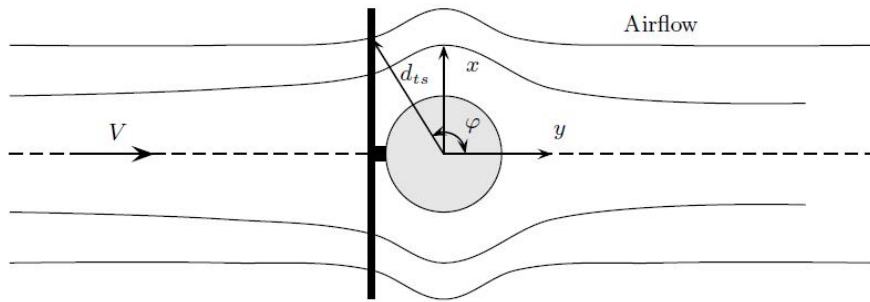


Figura 5.22: Efecto de la sombra de la torre en el flujo de aire para una torre tubular. [15]

de la torre sobre una torre tubular. [15] [3]

La geometría de la torre también influye en la interferencia sobre el campo de fluido. Las torres tubulares afectan al fluido como se indica en la fig. 5.22, quedando determinadas las características del fluido detrás de la torre dependiente en buena medida del diámetro de la torre y del número de Reynolds (al aumentar este coeficiente el régimen se vuelve más turbulento). Para las torres de tipo celosía las perturbaciones en el flujo son mayores, ya que cada uno de los elementos que conforman la estructura afectan al campo de fluido. [15] [3]

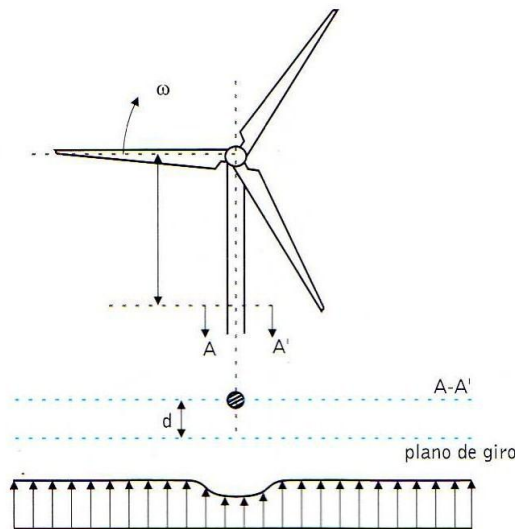


Figura 5.23: Perfil de la velocidad del viento en el plano de giro del rotor en la sección A-A'[3]

Cabe destacar que la sombra de la torre no solo afecta a las máquinas de eje horizontal orientadas a sotavento, sino que en aeroturbinas de eje vertical tipo Darrieus, este efecto ha provocado en algunos diseños oscilaciones del par transmitido de hasta un 30 o 40 % que han llegado a causar daños en el tren de potencia. [3]

A efectos de realizar una somera estimación de este efecto, se consideró que la torre cilíndrica está inmersa en un flujo de aire bidimensional. Teniendo en cuenta esta aproximación, se pueden representar tanto la velocidad axial V_x y la velocidad lateral V_y experimentadas por

el elemento de pala s_r como:

$$V_x = \begin{cases} V \left(\frac{r_t^2}{d_{ts}^2} \right) \sin(2\xi) & \frac{\pi}{2} \leq \xi < -\frac{\pi}{2} \\ 0 & -\frac{\pi}{2} \leq \xi < \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (5.35)$$

$$V_y = \begin{cases} V \left(1 - \frac{r_t^2}{d_{ts}^2} \cos(2\xi) \right) & \frac{\pi}{2} \leq \xi < -\frac{\pi}{2} \\ V & -\frac{\pi}{2} \leq \xi < \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (5.36)$$

donde r_t es el radio de la torre, d_{ts} es la distancia desde s_r al centro de la misma y ξ el ángulo entre s_r y el eje y . Cabe destacar que este fenómeno y por tanto la desviación del flujo de aire es apreciable sólo en la mitad inferior del área de barrido de las palas.

Las fuerzas de sustentación y de arrastre se ven afectadas por la componente V_y de la velocidad. En la fig. 5.24(a) se muestra el efecto de la sombra de la torre en el torque desarrollado por una turbina eólica tripala, mientras que en la fig. 5.24(b) se puede observar la transformada rápida de Fourier, la cual muestra como la energía está desplegada en una amplia gama de frecuencias. Se puede observar como la componente de frecuencia 3P es más apreciable que en el efecto del gradiente de velocidades. En general el efecto de la sombra de la torre es la componente determinística más importante de la carga. Cabe también destacar que la sombra puede ser causada por otros obstáculos (como plantas, edificios o otras turbinas eólicas) tienen un efecto similar y pueden ser tratados de una manera análoga. [15]

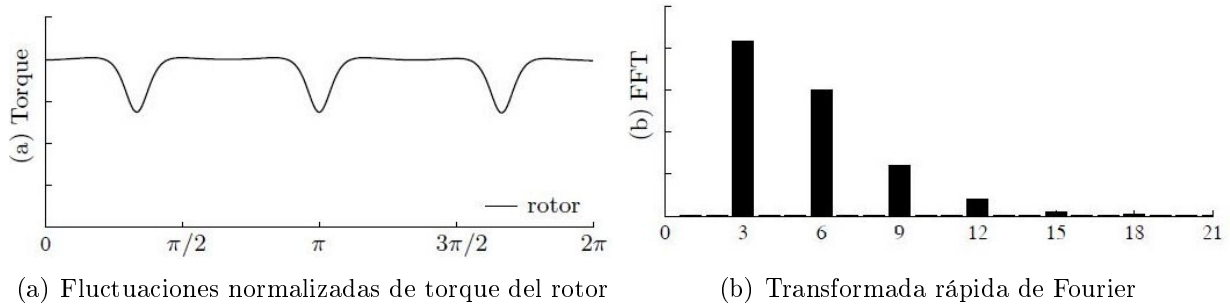


Figura 5.24: Efecto de la sombra de la torre (N=3). [15]

5.6. Conclusiones

En este capítulo se estudiaron diversos aspectos relacionados a la conversión de la energía cinética disponible en el viento en energía mecánica útil primero, para luego convertirla en energía eléctrica.

Por una parte se realizó un estudio bastante completo del recurso energético, que en este caso es el viento. Resulta imprescindible poder comprender como se comporta este recurso natural y cuantificarlo de alguna forma para luego poder desarrollar y maximizar la eficiencia y duración de proyectos de energía eólica. Para esto se estudiaron las fuentes del viento, las influencias con las variaciones atmosféricas, cambios con la presión, el gradiente de velocidades que brinda información del viento en función de la altura y se comprendió la importancia de

poder predecir la velocidad media del viento y su dirección para determinar las posibles ubicaciones de las turbinas eólicas. También se presentaron a modo de ejemplo, mapas eólicos, distribuciones de Weibull y rosas de viento de Uruguay, en distintas zonas y a distintas alturas, para poder visualizar como varían los mismos según la ubicación y la altitud.

Luego se estudiaron las turbinas eólicas en sí mismas, mencionando cuales son los tipos de turbina y sus principales ventajas y desventajas. A su vez, se estudió el comportamiento global de la aeroturbina y los parámetros adimensionales más importantes que influyen en el comportamiento de la aeroturbina, como por ejemplo el coeficiente de potencia (C_p), el coeficiente de par (C_q) y el coeficiente de empuje (C_T), tomando como consideración que la turbina eólica se encuentra circundada por un tubo de corrientes uniformes. Para lograr adimensionalizar las expresiones correspondientes para poder obtener los coeficientes mencionados, se recurrió al uso del Teorema II de los números adimensionales, demostrado en el Apéndice D.

También se estudiaron las fuerzas sobre las palas del aerogenerador. Para poder entender mejor los principios de sustentación y de arrastre, que son los principios con los cuales se logra mover las palas, primero se hizo un estudio en estado estacionario, para luego hacer un estudio más profundo considerando el movimiento de rotación.

Por último se trató de comprender cuál es la velocidad del viento que efectivamente recibe la turbina de un aerogenerador, retomando para esto el gradiente de velocidades del viento, considerando además el efecto de la sombra de la torre, y obteniendo una expresión para la velocidad del viento tanto en su componente axial como lateral.

Otros efectos como las cargas cíclicas y algunos aspectos constructivos, serán considerados en el Capítulo 6.

Capítulo 6

Aspectos Constructivos

6.1. Introducción

En el presente capítulo se presentarán diversos aspectos constructivos y algunos de los subsistemas que forman parte de un aerogenerador. Entre ellos se encuentran: el sistema de captación, sistemas de transmisión mecánica, sistema eléctrico, sistema de regulación y control, la góndola, sistema de orientación, torre soporte y los sistemas auxiliares entre otros.

En la fig. 6.2 se pueden visualizar todos los elementos que componen a una aeroturbina.

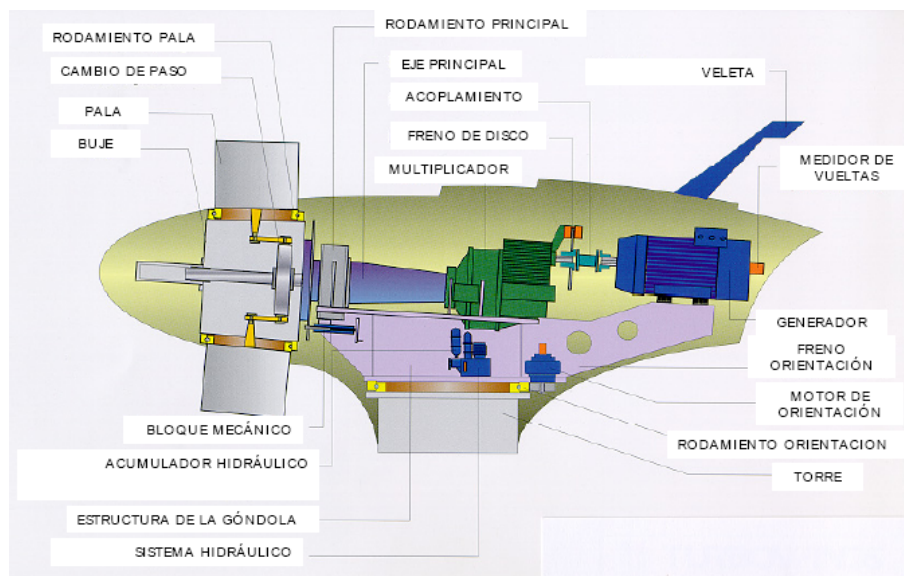


Figura 6.1: Componentes de un aerogenerador tipo [23].

El sistema de control es la parte vital para lograr una correcta operación del aerogenerador, así como lograr una coordinación entre todos los subsistemas que intervienen a la hora de generar energía eléctrica. Es de suma importancia mencionar que gran parte del presente trabajo trata sobre distintas estrategias de control del aerogenerador como se verá en capítulos posteriores exceptuando por ejemplo el control del sistema de orientación, ya que las estrategias de control estudiadas e implementadas consideran que el aerogenerador siempre se encuentra orientado con respecto al viento.

En las siguientes secciones se realiza una breve explicación de los subsistemas más importantes que se encuentran en un aerogenerador.

6.2. Sistema de captación

Este sistema es el encargado de la conversión de la energía cinética disponible en el viento en energía mecánica en el eje de la turbina. Los componentes que lo integran son el buje de unión de las palas y las palas. En las aeroturbinas de paso variable está presente junto con un mecanismo de cambio de paso de pala (control de pitch), compuesto por los rodamientos de unión de las palas con el buje y los actuadores encargados de dicho cambio de paso [23].

6.3. Sistemas de transmisión mecánica

El sistema de transmisión se encarga de transformar la potencia mecánica del buje, caracterizada por ser potencia de bajas revoluciones y alto par, en potencia mecánica de altas revoluciones y bajo par, siendo esta última adecuada para un generador convencional.

Este sistema de transmisión está compuesto esencialmente por el eje de baja velocidad, la caja multiplicadora, el eje de alta velocidad que conecta al generador eléctrico con la caja multiplicadora, el freno mecánico y por último el acoplamiento con el generador [23]. En la fig. 6.2 se pueden observar los componentes anteriormente mencionados ubicados dentro de la góndola.



Figura 6.2: Góndola donde se puede apreciar el sistema de transmisión [29].

Se debe recordar como ya se ha visto en el Capítulo 2 que existen aerogeneradores diseñados con una conexión directa, o sea que no contienen una caja multiplicadora.

6.4. Góndola

La góndola, también denominada *nacelle*, es un gran contenedor donde se encuentran la mayoría de los subsistemas del aerogenerador, como lo son el generador, el sistema de transmisión⁽¹⁾, el sistema de orientación y sistemas auxiliares entre otros. Este gran contenedor se sitúa sobre la torre, razón por la cual la misma debe poder soportar un gran peso sobre ella [23].



Figura 6.3: Góndola de un aerogenerador [30]

6.5. Torre soporte

El diseño de la torre debe tomar en cuenta determinados factores importantes a la hora de generar energía eléctrica con una aeroturbina, uno de ellos es la altura del buje la cual condiciona la cantidad de energía que se puede extraer del viento debido al efecto de la capa límite atmosférica. Por otro lado el costo de la construcción de la torre se incrementa notoriamente cuanto más alta sea la misma, esto se debe a la mayor resistencia estructural que debe soportar. Por lo que se tiene un gran compromiso a la hora de realizar su diseño integral [23].



(a) Torre de un molino eólico [31]

(b) Torre desde una vista aérea [32].

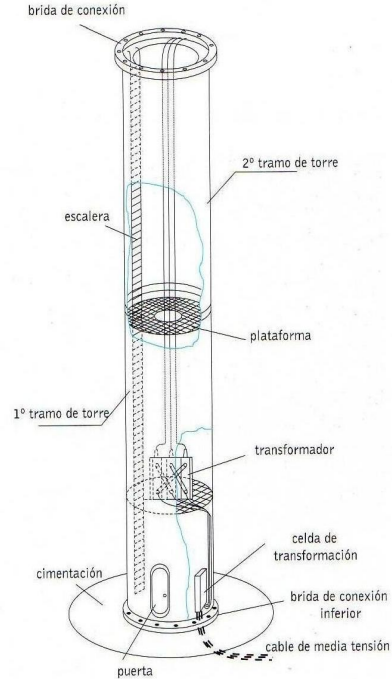
Figura 6.4: Ejemplos de torres de aerogeneradores.

⁽¹⁾El buje esta en la parte exterior de la góndola

Habitualmente la estructura de la torre se presenta en forma tubular autoportante fabricada en acero⁽²⁾, debido a su gran solidez y a su menor impacto visual. Existe un diseño óptimo, el cual consiste en una forma troncocónica, con reducción gradual del diámetro desde la base hasta la góndola. Vale aclarar que esto repercute significativamente en los costos debido al mayor trabajo técnico necesario a la hora de su fabricación.



(a) Interior de una torre de un V82-1.65 MW de Vestas [34].



(b) Componentes de una torre tubular [3].

Figura 6.5: Interior y componentes de una torre.

En la fig. 6.4 (a) se observa una torre mientras es transportada, en la fig. 6.4 (b) se observa una vista aérea y en las fig. 6.5 (a) y (b) se observan el interior y los componentes de una torre respectivamente.

6.6. Sistemas auxiliares

Entre los sistemas auxiliares se encuentran básicamente los sistemas hidráulicos, los cuales son los encargados de alimentar el sistema de cambio de paso de pala (en caso de que este no esté basado en un sistema mecánico) así como el sistema de orientación, freno mecánico y freno del sistema de orientación entre otros. Además se puede incluir dentro de los sistemas auxiliares al sistema de monitorización, encargado de relevar todas las magnitudes de interés con el fin de controlar las adecuadas condiciones de funcionamiento del generador cuando este se encuentra en servicio [23].

⁽²⁾ Algunos fabricantes, por ejemplo *Enercon*, utilizan torres de hormigón, particularmente cuando las mismas superan una altura de 100 m. Esto se debe a la dificultad del transporte de las torres metálicas, las cuales aumentan considerablemente su diámetro al aumentar su altura, sobrepasando el gálibo estándar de los puentes.

6.7. Sistema de orientación

Se conoce como mecanismo de orientación al dispositivo encargado de girar automáticamente al rotor eólico junto con la góndola de manera de que el viento incidente sea perpendicular al eje de giro de las palas o lo más perpendicular posible. Es un dispositivo activo que utiliza motores eléctricos o sistemas hidráulicos para lograr la orientación deseada [3].

En principio, se podría pensar que un sistema de orientación pasivo en donde las propias fuerzas aerodinámicas son las encargadas de realizar las funciones de orientación, sería lo indicado, sin embargo estos sistemas presentan cargas elevadas producidas por la velocidad y la aceleración del movimiento de orientación del rotor y la góndola. El sistema de orientación activo proporciona una forma controlada para realizar la maniobra y evita las cargas elevadas mencionadas [3].

Los dispositivos utilizados para la orientación del rotor son dispositivos eléctricos e hidráulicos. En las primeras generaciones de grandes turbinas se utilizaron sistemas hidráulicos, los cuales eran económicos y pequeños en comparación con los sistemas eléctricos, que a su vez en aquella época presentaban menor confiabilidad. La mayoría de las turbinas modernas, sin embargo, utilizan sistemas eléctricos ya que además de haber reducido su costo, proporcionan una regulación más precisa, requieren de menos mantenimiento y presentan mayor rigidez que los sistemas hidráulicos [3].

Generalmente los dispositivos de orientación se basan en dos motores, cada uno de los cuales proporciona el giro en uno de los sentidos. Estos motores actúan sobre un piñón, que mueve al engranaje tipo corona que se encuentra unido a la góndola en forma rígida, ver las fig. 6.6 (a) y (b). Para evitar que los motores eléctricos soporten los esfuerzos originados por las fuerzas aerodinámicas durante la maniobra de giro o cuando el viento sufre un cambio brusco en su orientación, se incorpora un sistema de frenos, que durante el giro proporcionan cierto amortiguamiento impidiendo cambios bruscos en el movimiento de orientación. Cuando la máquina se encuentra fuera de servicio por períodos largos (por ejemplo cuando se encuentra en mantenimiento) el sistema de orientación permanece bloqueado [3].

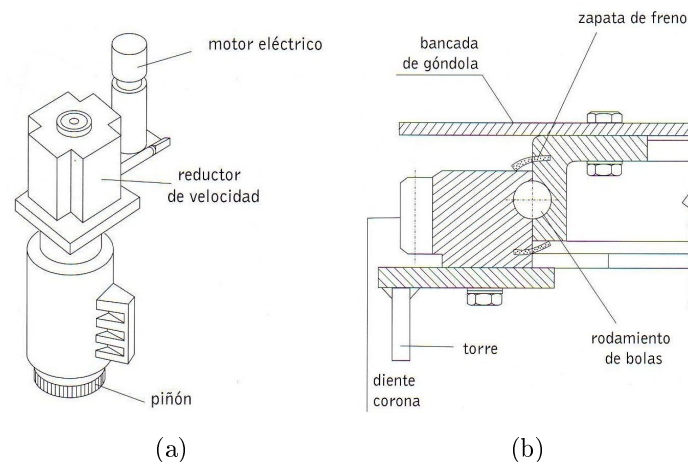


Figura 6.6: Sistema activo de orientación. [3]

Junto al mecanismo de orientación, los aerogeneradores cuentan con un dispositivo que determina la torsión de los cables de potencia que van desde el generador hasta la base de la torre. Este dispositivo, permite una cantidad máxima de maniobras de orientación en el mismo sentido, por lo que cuando se alcanza este límite (generalmente 3 vueltas en el mismo sentido) el sistema gira la aeroturbina en sentido opuesto hasta llegar a la situación inicial en la cual los cables no presentaban torsión. Con este dispositivo se protegen los cables ya que la torsión que soportan después de varios giros puede llegar a deteriorarlos [3].

En caso de no estar el rotor orientado con el viento, el área de barrido efectiva de la turbina se ve considerablemente reducida así como también el flujo incidente en cada pala. En la fig. 6.7 se ve claramente la caída del coeficiente de performance resultante debido a que el viento no está alineado con la turbina [9].

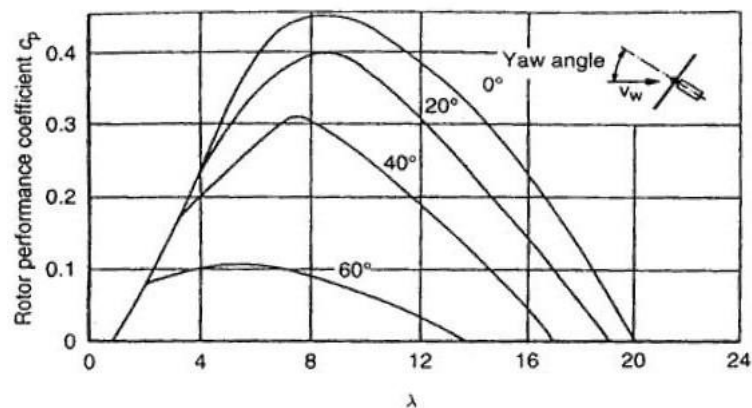


Figura 6.7: Coeficiente de performance del rotor bajo un flujo de aire sesgado. [9]

6.8. Mecanismo de cambio de paso de pala (pitch) [3]

Prácticamente la totalidad de las aeroturbinas modernas son capaces de hacer girar sus palas alrededor de su eje longitudinal. Esta funcionalidad del cambio de paso tiene varios objetivos: control de potencia y velocidad de giro del rotor eólico; freno aerodinámico del sistema en caso de falla y por último compensar las cargas mecánicas cíclicas producidas por el viento. Esta última funcionalidad sólo se puede llevar a cabo en los casos en que se tenga control individual del pitch.

6.8.1. Sistemas individuales de cambio de paso

Los sistemas individuales de cambio de paso de pala, presentan mayor confiabilidad ya que alcanza sólo con poner una o dos palas en bandera con el viento incidente, para parar el rotor eólico en el caso de ocurrir una falla o avería. Este aspecto presenta redundancia en la seguridad de los sistemas de parada de la máquina por lo que es un aspecto interesante para las aeroturbinas y los fabricantes han desarrollado este tipo de control individual. Cada pala dispone de un mecanismo individual de giro de manera que la puesta en bandera de una sola de las palas alcanza para frenar el rotor.

La cortadura del viento, entre otros efectos, produce cargas cíclicas sobre las palas, las cuales se pueden compensar ajustando el ángulo de paso mediante un control individual del paso de las palas. Para llevar a cabo este control, es necesario que la constante de tiempo del sistema de cambio de paso lo permita, es decir que se pueda llegar al ángulo de paso deseado llegando a su valor de consigna antes de completar una vuelta. Para máquinas de mayor envergadura, se tienen menores velocidades de giro, lo cual implica tiempos mayores para completar una revolución, sin embargo también implica mayores tamaños, pesos y momentos de inercia de las palas, lo que aumenta el tiempo de respuesta del sistema de control. Es por esto que no se puede decir que al aumentar el tamaño de las turbinas sea más sencillo realizar este tipo de control, sino que por el contrario, los generadores con palas más pequeñas y livianas simplifican y favorecen la implementación del mismo.

En el control de aerogeneradores de tamaño medio o menor, existe un sistema de contrapeso, que permite la rotación de la palas en su eje longitudinal, a medida que el tamaño del aerogenerador se incrementa, se reemplaza este rudimentario control de contrapeso por un sistema de control hidráulico o electromecánico, este último está basado en motores eléctricos auxiliares.

Debido a las cargas cíclicas que soporta la aeroturbina, es necesario implementar este control de pitch individual en una revolución de las palas. A continuación se hace un breve desarrollo de las cargas cíclicas que afectan a un aerogenerador.

6.8.2. Cargas cíclicas

Las cargas cíclicas son los esfuerzos que actúan sobre las palas en un período de rotación. Estas cargas se deben a varios factores, algunos de ellos son:

- Cortadura de viento
- Efecto de sombra de la torre
- Desalineación permanente del rotor
- Ángulo de inclinación del eje del rotor
- Peso de las palas

Estas cargas cíclicas, son de notoria importancia debido a que determinan la fatiga mecánica que deben soportar los materiales del aerogenerador. En lo que sigue se procede a realizar una breve explicación de cada uno de los puntos mencionados anteriormente. Sin embargo cabe destacar que no es válido el método de superposición de estos efectos para realizar un estudio global, ya que los mismos son básicamente no lineales.

1. *Cortadura de viento*

Este efecto se debe a que la componente longitudinal de la velocidad del viento incidente sobre el rotor, obedece a una ley creciente con la altura, lo que se denomina cortadura, este efecto fue desarrollado en el Capítulo 5.

2. *Efecto de sombra de la torre*

El efecto de la sombra de la torre provoca ciertas perturbaciones en las fuerzas incidentes sobre las palas en el instante que estas pasan en la posición de la torre. Este efecto fue desarrollado en el Capítulo 5.

3. *Desalineación permanente del rotor*

Cuando el rotor se encuentra desalineado con respecto al viento incidente, aparece una componente transversal de la velocidad del viento sobre el plano de giro del rotor, la cual provoca la aparición de fluctuaciones en las fuerzas sobre el perfil de la pala. Este efecto se visualiza gráficamente en la fig. 6.8 (a).

4. *Ángulo de inclinación del eje del rotor*

Es habitual que el eje del rotor tenga un ángulo de giro con respecto al plano horizontal, cuyo objetivo es aumentar la distancia entre la pala y la torre, cuando esta pasa por la zona de influencia de la torre. Esto produce un efecto de desalineación permanente del rotor, ver fig. 6.8 (b).

5. *Peso de las palas*

El efecto del peso de las palas se ve acentuado en los aerogeneradores de gran porte, lo que proporciona un momento flector de arrastre sobre su raíz proporcional a la masa de la pala, la aceleración de la gravedad y la distancia de su centro de masa, ver fig. 6.8 (c).

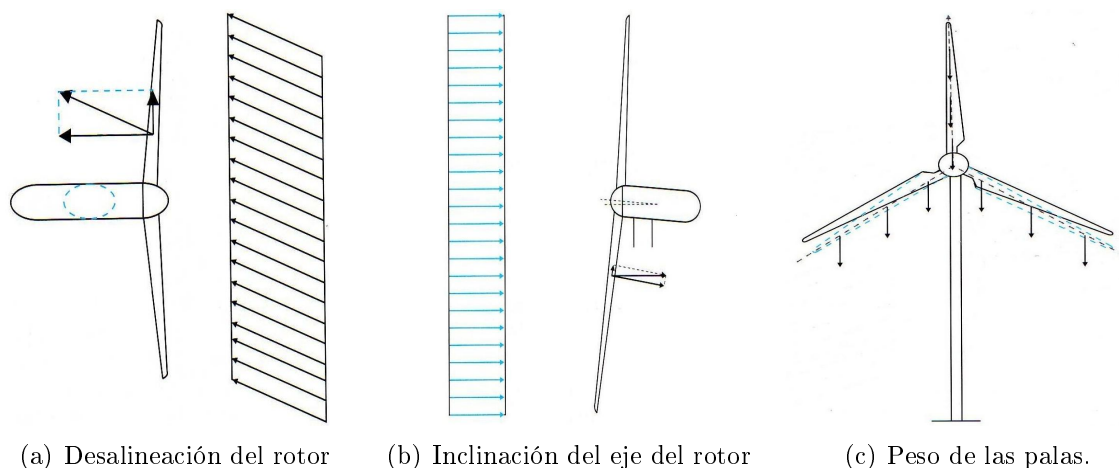


Figura 6.8: Efectos de algunas cargas cíclicas [3].

A la hora de diseñar tanto el aerogenerador como las correspondientes estrategias de control, los diseñadores buscan mitigar los efectos mencionados anteriormente.

6.9. Sistema eléctrico

El sistema eléctrico tiene la función de transformar la energía mecánica producida por la turbina eólica en energía eléctrica para ser inyectada en la red eléctrica y ser consumida por los usuarios de la misma. Los componentes de este sistema son: el generador eléctrico, el cableado y tableros de conexión, convertidores de electrónica de potencia, transformadores y en caso de ser necesario, el correspondiente sistema de compensación de potencia reactiva [23]. La fig. 6.9 presenta un ejemplo de un generador eléctrico.

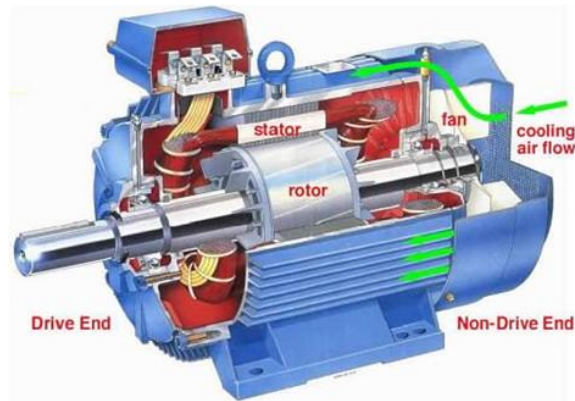


Figura 6.9: Ejemplar de un generador [33].

6.10. Sistema de control del aerogenerador [3]

El sistema de control es el encargado del automatismo del aerogenerador así como de obtener toda la información de todo el sistema de generación, componentes de la turbina, condiciones del viento, magnitudes eléctricas como por ejemplo potencia generada hacia la red y demás. Esta información obtenida de sensores y medidores es un elemento esencial para lograr una estrategia de control adecuada, para un aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos del viento, el cual se puede entender como una estrategia de máxima potencia, sin dejar de lado las limitantes impuestas por la máquina, las cuales no deben ser superadas si se quiere proteger al aerogenerador.

Este sistema de control es el encargado de elegir el modo de operación del aerogenerador según las condiciones establecidas. En la fig. 6.10 se muestra un ejemplo de un sistema de control, también llamado sistema de supervización, con todos los sub-sistemas del aerogenerador.

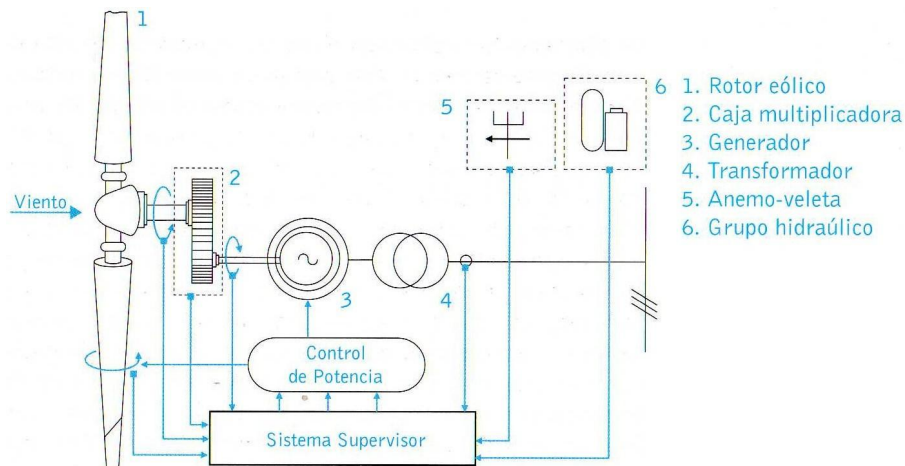


Figura 6.10: Diagrama de los distintos sistemas de un aerogenerador [3].

6.10.1. Modos de operación

Existen distintas estrategias de control y distintos modos de operación, que se pueden clasificar en función de su duración en temporales o permanentes [3]. Los modos temporales son aquellos que tienen una duración limitada, estos son: arranque, conexión a red, parada normal y parada de emergencia. Los modos de operación permanente son: máquina parada, pausa y funcionamiento normal, dentro de este último modo existen distintas condiciones dependiendo de factores externos como puede ser la velocidad del viento, la cual influye directamente en la condición de carga del aerogenerador que se clasifica en carga parcial o plena carga. En la fig. 6.11 se puede apreciar un diagrama de flujo lógico entre los distintos modos de operación mencionados anteriormente.

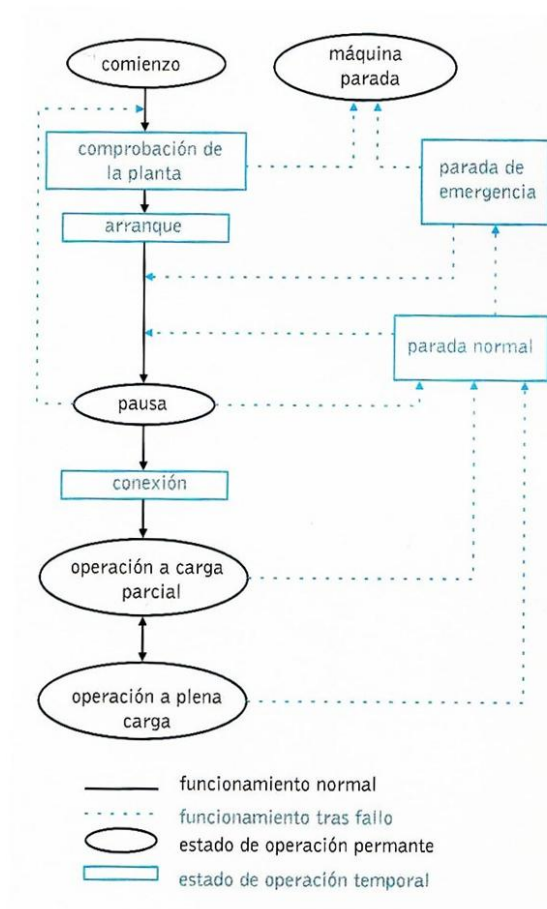


Figura 6.11: Modos de operación de un aerogenerador típico [3].

A continuación se procede a realizar una breve descripción de cada uno de los modos de operación mencionados.

Desconexión del generador de la red

Este modo de operación es permanente, como condición para el mismo se ponen las palas en posición de bandera, se aplica un frenado mecánico a la turbina y se orienta el rotor eólico en una posición tal que el viento incidente sea mínimo.

Modo de Arranque

Este modo es de tiempo limitado, se procede de la siguiente manera: primero estando el generador desconectado de la red, se desactiva el frenado mecánico de la turbina y se orienta el aerogenerador en barlovento o sotavento según sea la clase de aerogenerador, como siguiente paso se hace un ajuste del ángulo β (paso de pala) para el control de la velocidad de giro según la estrategia y valores prefijados en la programación del sistema.

Modo de Pausa

Una vez alcanzados los valores prefijados, el sistema de control habilita el modo pausa, el cual es el encargado de tomar las mediciones de la velocidad de giro de las palas según el viento incidente, en caso de que el aerogenerador este desalineado con el viento actúa el control de orientación para alinearlo, en este modo también se toman las mediciones de las condiciones eléctricas para luego poder habilitar la conexión del aerogenerador a la red de transporte de energía eléctrica. Vale aclarar que en este modo de operación el generador gira libremente debido a que el rotor no presenta ningún par resistente ya que se encuentra desconectado de la red despreciando las fricciones y pérdidas mecánicas en la caja multiplicadora y el eje.

Conexión a la red del aerogenerador

Antes de poder hacer la conexión a la red el sistema de control debe verificar que se cumplen ciertos requisitos, primero que el viento supere una velocidad determinada durante cierto intervalo de tiempo, como ejemplo [3] propone una velocidad de viento de 3-4 m/s y un tiempo de 10 min. Luego que se cumplen las condiciones prefijadas se hace un control de paso de pala sobre la velocidad de giro del aerogenerador, una vez establecida la velocidad deseada, se puede conectar el aerogenerador a la red mediante un PLL⁽³⁾.

Condición de funcionamiento normal

Una vez conectado el aerogenerador a la red, se comienza a generar cierta potencia eléctrica. Esta potencia puede ser la nominal del aerogenerador o puede ser inferior a la misma dependiendo de las condiciones establecidas para la generación.

Es claro que el funcionamiento deseado es en el cual el generador está generando en condiciones nominales para el aprovechamiento óptimo del mismo o que a partir de velocidades bajas de viento se esté obteniendo la máxima potencia posible, es decir que se este trabajando de forma de obtener el máximo C_p para la velocidad de viento dada. En ese caso se estará generando una cierta potencia inferior a la nominal del aerogenerador, ver fig. 6.12.

Modo de Parada normal

En caso de que alguna de las variables monitoreadas estén fuera de los parámetros aceptables, se pone al aerogenerador en modo de parada normal. El sistema de control releva

⁽³⁾PLL del inglés Phase Loop Locked (Lazos Enganchados en Fase), es un dispositivo usado para conectarse en fase y a la misma frecuencia de la red.

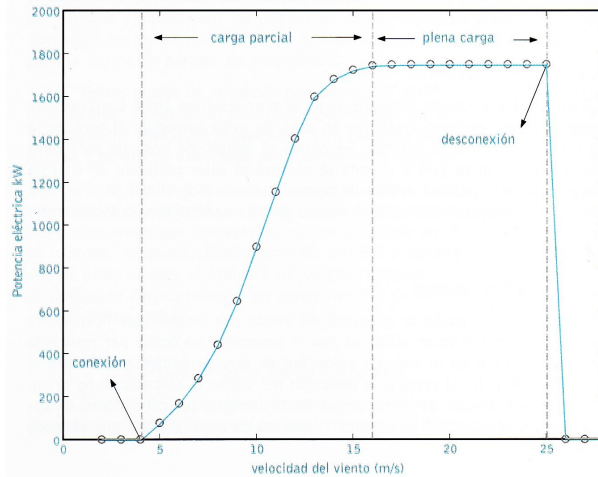


Figura 6.12: Distintas zonas de funcionamiento del generador

diversas variables importantes para el funcionamiento normal del aerogenerador, algunas de ellas son: temperatura de los componentes mecánicos del sistema de transmisión como pueden ser cojinetes y caja multiplicadora, temperatura de los bobinados del generador eléctrico, presión del sistema hidráulico, tensión en bornes del generador, entre otras.

En caso de que alguna de las magnitudes nombradas anteriormente esté fuera del rango permitido o aceptable, lo que se hace es: primero se baja la velocidad de giro del aerogenerador mediante la variación del ángulo de pitch, haciendo entrar en pérdidas al mismo hasta llevar a las palas en posición de bandera. Este procedimiento se realiza suavemente con una variación aproximada de unos 5° por segundo. Luego de lograr obtener un par nulo en el generador eléctrico, se puede efectuar la desconexión del aerogenerador de la red y el mismo pasa a un modo de pausa hasta que el sistema de control no encuentre ninguna variable fuera de los valores aceptables, en ese caso habitualmente el automatismo procede a un arranque automático.

Modo de Parada de emergencia

Este modo consiste en una parada rápida del generador, la cual se lleva a cabo cuando el sistema de control se enfrenta por ejemplo a alguna de las siguientes situaciones: velocidad excesiva del rotor del generador eléctrico, un cortocircuito, falla de aislación. Al aparecer alguno de estos imprevistos mencionados que pueden provocar daños irreversibles en el aerogenerador se procede a una parada de emergencia, la cual se logra poniendo las palas en bandera pero con una variación más rápida que en el caso de una parada normal.

6.10.2. Señales de entrada al sistema de control

Las magnitudes que debe relevar el sistema de control del aerogenerador para que este se encuentre en condiciones normales de generar potencia eléctrica son las siguientes:

- **Velocidad y dirección del viento en el aerogenerador:** Estas magnitudes sensadas por medio de un sensor anemométrico y de una veleta respectivamente, son las utilizadas para orientar el rotor eólico.

- **Temperatura:** Se relevan registros de temperatura en diversos puntos del sistema mecánico y en los bobinados del generador eléctrico. Según la duración de una temperatura elevada en cualquiera de estos puntos, se produce una alarma o un disparo en caso que no se despeje la falla. En algunos casos se puede producir un disparo por ejemplo por temperatura ambiente o temperatura de los cojinetes muy bajas.
- **Señal de vibraciones:** Las vibraciones se relevan habitualmente con un péndulo ubicado en la parte superior de la torre, el cual genera una señal de vibraciones en caso de que aparezca un movimiento excesivo.
- **Presión en los circuitos hidráulicos:** Se debe controlar tanto la presión como el nivel de aceite de los sistemas hidráulicos que se encuentran en el aerogenerador. En caso de detectarse bajo nivel de aceite o baja presión se produce una señal de error en el sistema de control.
- **Velocidad de giro:** Habitualmente se miden tanto la velocidad de la turbina como la velocidad en el rotor, la relación entre ambas esta dada por un factor de proporcionalidad impuesto por el multiplicador, en caso que este factor se viole se produce una señal de error en el sistema de control. Estas magnitudes son importantes a la hora de decidir la estrategia de control.
- **Tensión, corriente y frecuencia de salida:** En el caso de tensión y frecuencia se establece un rango aceptable mientras que para la corriente se controla que no supere cierto valor máximo permitido. En caso que se produzca alguna anomalía en alguna de estas magnitudes se pasa a un modo de parada. En caso de aparecer pequeños cortes en la red, algunos sistemas permiten que el aerogenerador siga girando durante un tiempo determinado, de forma que al restablecerse la red, el generador vuelva a conectarse sin necesidad de haberlo llevado al modo de parada.
- **Factor de potencia:** En aerogeneradores de velocidad fija, el factor de potencia es utilizado con el fin de determinar en que momento se deben conectar o desconectar los bancos de condensadores para compensar la potencia reactiva. Por lo general el factor de potencia debe estar comprendido entre 0.95 y 0.99 inductivo. En caso de tratarse de aerogeneradores de velocidad variable, el factor de potencia es una variable importante para el sistema de control, ya que se busca mantener un factor de potencia cercano a la unidad o bien se varía el mismo a partir de determinada estrategia o consigna del sistema de control.
- **Potencia eléctrica generada:** Esta medida es usada con el fin de controlar la potencia entregada al sistema eléctrico y en caso de que dicha magnitud no esté en un rango aceptable, se procede a una desconexión del aerogenerador de la red. En el caso de aparecer una potencia menor a cero (generador motorizado) se emite una señal de error.

6.11. Reparación de un aerogenerador

Una vez realizada una breve descripción de los elementos más importantes que componen un aerogenerador, puede surgir la pregunta de cómo se puede reemplazar por ejemplo una caja multiplicadora averiada en un aerogenerador, cuestión que no parecería ser nada sencilla

y menos aún si se tiene en cuenta que la góndola se encuentra a una altura elevada, que puede variar entre los 50 m y 120 m, altura en la cual evidentemente hay vientos fuertes. La solución implementada por algunos fabricantes a este problema es una grúa móvil la cual trabaja *abrazada* de la torre, como la que se puede apreciar en las fig. 6.13 (a), (b) y (c). En dichas figuras se muestra el desmonte de una pieza del aerogenerador para su futura reparación.

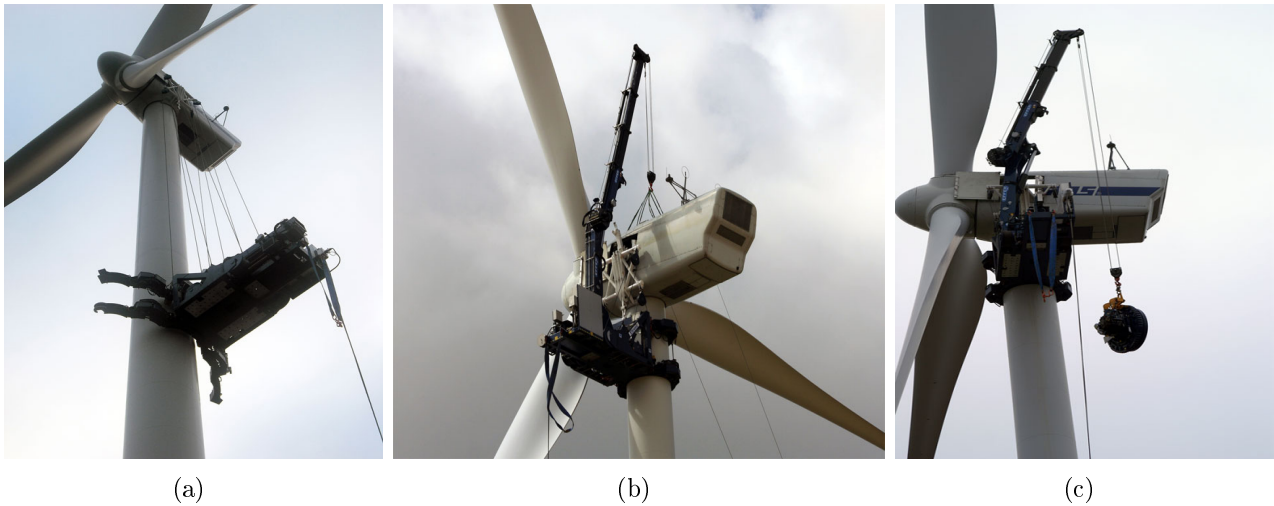


Figura 6.13: Uso de una grúa para sustitución de un pieza del aerogenerador [28].

En la fig. 6.14 (a) y (b), se visualiza parte del montaje de un generador en un aerogenerador con otra variante de grúa a la presentada en la fig. 6.13. Se puede ver como la solución implementada es una solución inteligente al problema planteado, ya que evita tener que usar grúas de grandes portes y alturas, las cuales implican grandes complejidades en el transporte de las mismas y grandes costos. En la fig. 6.4 (b), se puede apreciar junto a la torre la base de una de las grúas convencionales, las cuales deben tener una altura superior a la de la torre del aerogenerador. Con las grúas móviles mencionadas y mostradas se solucionan temas logísticos, de transporte y de montaje de las grúas convencionales.

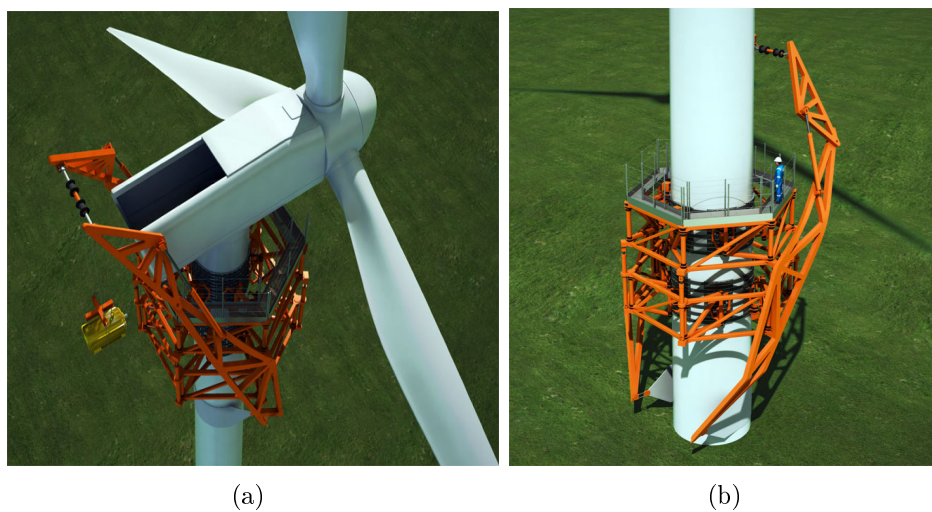


Figura 6.14: Montaje de un generador en un aerogenerador [28].

6.12. Conclusiones

En este capítulo se han introducido distintos aspectos constructivos y algunos de los sistemas que integran un aerogenerador con el propósito de generar en el lector una idea general de las diversas cuestiones involucradas a la hora de construir y mantener un aerogenerador. Básicamente se ha expuesto brevemente el funcionamiento de los componentes del aerogenerador que en conjunto forman un complejo sistema capaz de transformar energía cinética disponible en el viento en energía eléctrica, la cual es vertida a la red para su consumo final.

Por otro lado se han presentado algunos ejemplos de como se realiza una eventual reparación de un componente de un aerogenerador así como la sustitución o montaje de un elemento en el mismo. Para realizar cualquiera de los procedimientos mencionados anteriormente es necesario el uso de grúas específicas para este propósito.

En capítulos posteriores se expondrán todas las estrategias de control que se han estudiado y diseñado durante el presente trabajo, en donde se tomarán ciertas hipótesis que conciernen a algunos de los sistemas expuestos en este capítulo como por ejemplo, se considerará que el aerogenerador se encuentra siempre alineado con respecto al viento, que los sistemas hidráulicos y mecánicos que manejan por ejemplo el mecanismo de cambio de paso de pala obedecen satisfactoriamente a la estrategia de control en cuestión. Por último vale destacar que a lo largo del estudio desarrollado no se considerarán la cargas cíclicas descritas en este capítulo y en el anterior.

Capítulo 7

Sistema Mecánico

7.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es obtener un modelo de lo que será denominado el sistema mecánico del aerogenerador. Para comprender lo que se pretende modelar se realizará una breve descripción de los componentes de un aerogenerador que son de importancia a la hora de determinar las fuerzas mecánicas que aparecen sobre el sistema y las interacciones entre los componentes del mismo.

7.2. Componentes de un aerogenerador

En la fig. 7.1 se puede observar un esquema simplificado de los componentes de un aerogenerador. Como se puede apreciar se distinguen dos ejes acoplados por una caja de transmisión o caja multiplicadora. El objetivo de la caja de transmisión es realizar la adaptación de velocidades necesaria para poder aprovechar los recursos al menor costo posible tal como se explicará mas adelante. Por un lado está el eje del generador que se encuentra del lado de *alta velocidad* y por otro lado está el eje de la turbina que se encuentra del lado de *baja velocidad*. A la hora de plantear la dinámica del sistema se deberá tener en consideración el pasaje de fuerzas y características mecánicas del sistema a ambos lados de la caja multiplicadora.

7.3. Sistema de transmisión y uso de la caja multiplicadora

La potencia mecánica P_m extraída de una turbina eólica es transferida al eje de un generador que convierte esta potencia mecánica en potencia eléctrica, la cual es entregada a la red. En la mayoría de los diseños esta transferencia de potencia no se puede realizar acoplando directamente el eje de la turbina eólica con el eje del generador utilizado. El acople de los ejes constituye lo que se denomina el sistema de transmisión (o tren de potencia) del aerogenerador. Este sistema es el encargado de transferir el par mecánico ejercido por el viento sobre las palas de la turbina al eje de giro del generador. En general la velocidad de giro óptima de la turbina no se corresponde con la velocidad de giro óptima del generador y es por este motivo que es necesario incluir una caja multiplicadora para realizar la adaptación de velocidades entre las dos partes móviles. El lado de baja velocidad de la caja multiplicadora es conectado a la turbina que es el elemento que gira a velocidades bajas y el lado de alta velocidad es conectado al generador

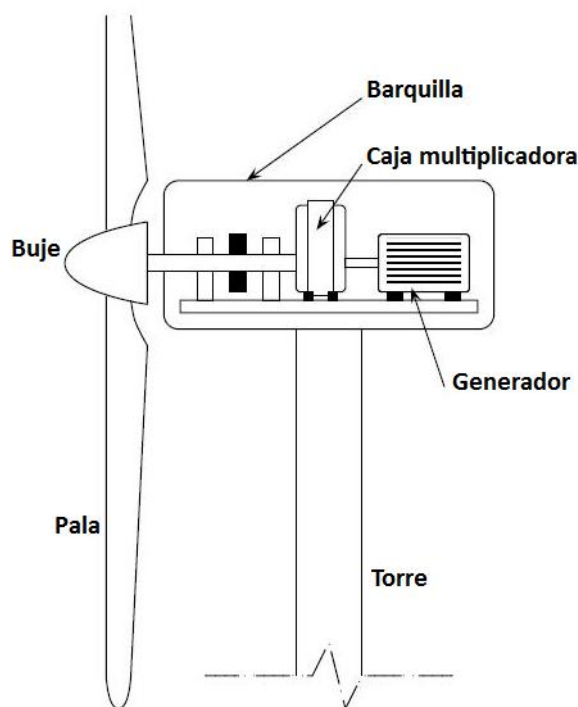


Figura 7.1: Esquema simplificado de un aerogenerador [15] (modificado)

eléctrico que requiere mayores velocidades para que se obtengan altos rendimientos. A modo de ejemplo si se usara un generador de uno, dos, o tres pares de polos conectado directamente al eje de una turbina sin utilizar una caja multiplicadora, para lograr altos rendimientos en el generador eléctrico se debería trabajar entorno a la velocidad de sincronismo del mismo, esto implicaría que la turbina alcance velocidades angulares entre 1000 rpm y 3000 rpm. Si la pala de la turbina midiera por ejemplo 30 m, una velocidad angular de 1500 rpm implicaría una velocidad en la punta de la pala equivalente a 750 m/s ($v = \omega R = \frac{nR}{60}$) lo cual es un valor extremadamente alto. Otra solución alternativa a la caja multiplicadora sería utilizar un generador con muchos pares de polos. Si se deseara que la velocidad de giro de las palas de la turbina no supere los 30 rpm se necesitaría un generador cuya velocidad de sincronismo sea cercana a ese valor, lo cual implicaría en una red de 50 Hz un generador construido con cien pares de polos⁽¹⁾. Una cantidad tan grande de pares de polos resulta en un diseño de generador muy grande y muy poco rentable en términos económicos. Es por estos motivos expuestos que resulta muy conveniente el uso de una caja multiplicadora. Para simplificar el análisis mecánico del sistema se podría concluir que el sistema mecánico está compuesto entonces por un eje de baja velocidad que girará a velocidad ω_t correspondiente al eje de la turbina, un eje de alta velocidad que girará a velocidad ω_g y una caja multiplicadora de relación de velocidades a que realizará la adaptación de velocidades de los ejes para trabajar en los puntos de rendimiento óptimo. La relación de velocidades a se define como el cociente entre la velocidad del lado de alta y la velocidad del lado de baja:

$$a = \frac{\omega_g}{\omega_t} \quad (7.1)$$

⁽¹⁾ Siendo $n_s = \frac{60f}{p}$

7.4. Análisis previo

7.4.1. Elementos que determinan el modelo mecánico

La dinámica del sistema mecánico queda determinada por tres elementos [4], estos son: la constante de inercia J , el coeficiente de rigidez K y el coeficiente de amortiguamiento D .

Constante de inercia J :

En el modelo aparecerá una constante de inercia asociada a la masa del rotor de la turbina J_t y una constante de inercia asociada a la masa del eje y rotor del generador J_g . Las dos variables asociadas a este elemento, el par torsional neto y la velocidad angular, están relacionadas a través de 7.2:

$$T = J \frac{\partial \omega}{\partial t} \quad (7.2)$$

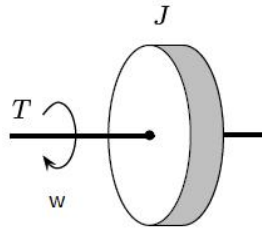


Figura 7.2: Constante de inercia J . [15] (modificada)

Constante de rigidez torsional K :

Esta constante toma en cuenta las oscilaciones torsionales que se originan en el eje como consecuencia de la insuficiente rigidez que presenta el mismo como para poder asumir que los desplazamientos angulares en ambos extremos sean iguales. La rigidez torsional en una barra recta de sección uniforme es la relación entre el par neto aplicado sobre la barra y el ángulo de giro entre los dos extremos $\Delta\delta = \delta_i - \delta_{i-1}$.

$$T = K(\delta_i - \delta_{i-1}) \quad (7.3)$$

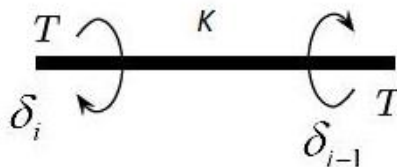


Figura 7.3: Constante de rigidez torsional K

Coefficiente de amortiguamiento D :

El coeficiente de amortiguamiento depende de varios factores entre los cuales se destacan la naturaleza de las fuerzas que actúan y la histéresis de los materiales que componen los ejes. El par torsional que se origina se opone al movimiento y depende de la diferencia de velocidades angulares entre los dos extremos del material. Se supondrá que el par resistivo que aparece es proporcional a la diferencia de velocidades angulares entre los elementos. La constante de proporcionalidad es el coeficiente de amortiguamiento. Este modelo se aplicara para modelar el acople de los ejes con la caja multiplicadora. Las variables asociadas al elemento, par y velocidad angular de los extremos están relacionados mediante la ecuación 7.4:

$$T = D(\omega_i - \omega_{i-1}) \quad (7.4)$$

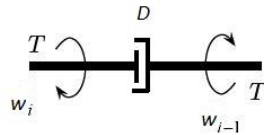


Figura 7.4: Coeficiente de amortiguamiento D

7.5. Modelo del sistema mecánico de un aerogenerador

El modelo del aerogenerador que se va a utilizar es un modelo de dos masas, compuesto por el generador con la caja multiplicadora y el buje con las palas (turbina) respectivamente. En la fig. 7.5 se muestra una representación gráfica del modelo mencionado. Es importante aclarar que se modelara el acople de los ejes y la caja multiplicadora con las mismas constantes K_{WG} y D_{WG} . Es decir se le atribuirá una sola constante a ambos ejes con la caja multiplicadora actuando como nexo entre los mismos. Como mas tarde se mencionara en la fig. 7.5 b), las constantes D_W y D_G fueron despreciadas.

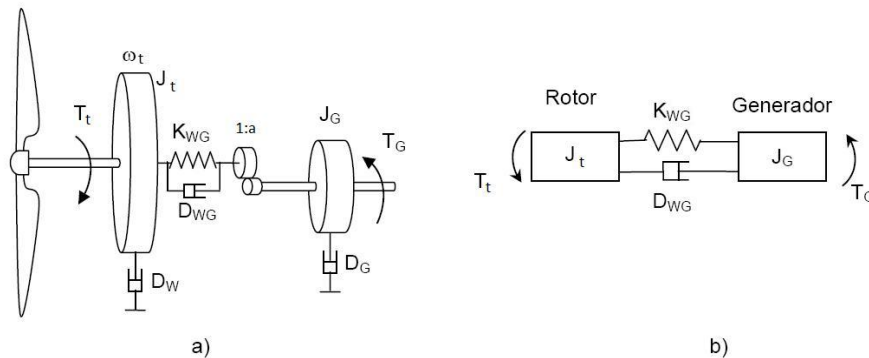


Figura 7.5: Representación gráfica del modelo con la caja multiplicadora [4]

En la tabla 7.1 se resumen los símbolos utilizados para las distintas variables que aparecen en la fig. 7.5 junto a la descripción correspondiente.

Símbolo	Descripción	Unidades
T_t	Par aplicado sobre la turbina	(Nm)
T_g	Par aplicado sobre el generador	(Nm)
J_G	Constante de inercia del generador	(Kgm^2)
J_t	Constante de inercia de la turbina	(Kgm^2)
K_{WG}	Coefficiente de rigidez torsional del eje de transmisión	$(\frac{Nm}{rad})$
D_{WG}	Coefficiente de amortiguamiento del eje de transmisión	$(\frac{Nms}{rad})$
D_G	Coefficiente de amortiguamiento del generador	$(\frac{Nms}{rad})$
D_W	Coefficiente de amortiguamiento de la turbina	$(\frac{Nms}{rad})$
a	Relación de velocidades de la caja multiplicadora	-
ω_g	Velocidad angular del eje del generador	$(\frac{rad}{s})$
ω_t	Velocidad angular del eje de la turbina	$(\frac{rad}{s})$
δ_g	Posición angular del eje del generador	(rad)
δ_t	Posición angular del eje de la turbina	(rad)

Cuadro 7.1: Variables del modelo mecánico

7.5.1. Ecuaciones expresadas del lado del generador

Para plantear las ecuaciones del sistema es necesario referir todas las variables a un lado de la caja multiplicadora. Es decir es necesario recalculer el coeficiente de amortiguamiento, la constante de inercia, las velocidades y el par de manera que todo quede referido al mismo lado de la caja multiplicadora. En este caso se eligió realizar la transformación de todas las variables de forma tal de tener todas las ecuaciones referidas al lado del generador. La transformación que se realiza es la que se detalla en 7.5, 7.6, 7.7, 7.8, 7.9, 7.10.

$$\omega_t = \frac{\omega_t^{(g)}}{a} \quad (7.5)$$

$$\delta_t = \frac{\delta_t^{(g)}}{a} \quad (7.6)$$

Considerando que no hay pérdidas mecánicas y realizando un balance energético se obtienen los siguientes pasajes:

$$T_t = aT_t^{(g)} \quad (7.7)$$

$$J_t = a^2 J_t^{(g)} \quad (7.8)$$

$$K^{(t)} = a^2 K^{(g)} \quad (7.9)$$

$$D^{(t)} = a^2 D^{(g)} \quad (7.10)$$

Una vez realizada la transformación correspondiente sólo resta plantear las ecuaciones diferenciales del sistema, esto se puede realizar aplicando 7.2, 7.3 y 7.4 obteniendo así 7.11 y 7.12⁽²⁾:

Segunda cardinal del lado de baja velocidad (lado de la turbina):

$$\boxed{J_t \frac{\partial \omega_t}{\partial t} = T_t - K_{WG}^{(t)}(\delta_t - \delta_g^{(t)}) - D_{WG}^{(t)}(\omega_t - \omega_g^{(t)})} \quad (7.11)$$

Segunda cardinal del lado de alta velocidad (lado del generador):

$$\boxed{J_g \frac{\partial \omega_g}{\partial t} = T_g - K_{WG}(\delta_g - \delta_t^{(g)}) - D_{WG}^{(g)}(\omega_g - \omega_t^{(g)})} \quad (7.12)$$

Como se puede apreciar en 7.11 y 7.12 los coeficientes de amortiguamiento D_G y D_W fueron despreciados, esto es posible dado que su influencia en la torsión del eje es relativamente baja [4]. Las características del eje quedan definidas por el coeficiente de amortiguamiento D_{WG} y por la constante de rigidez K_{WG} . Utilizando las relaciones dadas por 7.5, 7.6, 7.7, 7.8, 7.9 y 7.10 es posible expresar la ecuación 7.11 del lado de alta velocidad (lado del generador) y de esta manera tener todas las magnitudes referidas al dicho lado.

Ecuación 7.11 expresada del lado del generador:

$$J_t^{(g)} \frac{\partial \omega_t^{(g)}}{\partial t} = T_t^{(g)} - K_{WG}(\delta_t^{(g)} - \delta_g) - D_{WG}^{(g)}(\omega_t^{(g)} - \omega_g) \quad (7.13)$$

Finalmente el modelo con el que se trabajará corresponderá con 7.12 y 7.13 en donde todas las magnitudes están referidas al lado del generador.

$$\Rightarrow \begin{cases} J_t^{(g)} \frac{\partial \omega_t^{(g)}}{\partial t} = T_t^{(g)} - K_{WG}(\delta_t^{(g)} - \delta_g) - D_{WG}^{(g)}(\omega_t^{(g)} - \omega_g) \\ J_g \frac{\partial \omega_g}{\partial t} = T_g - K_{WG}(\delta_g - \delta_t^{(g)}) - D_{WG}^{(g)}(\omega_g - \omega_t^{(g)}) \end{cases} \quad (7.14)$$

7.6. Representación en variables de estado del sistema

A partir del sistema de ecuaciones diferenciales obtenido en 7.14 es posible arribar a una representación en variables de estado de la forma 7.15.

$$\begin{cases} \dot{X} = AX + BU \\ Y = CX + DU \end{cases} \quad (7.15)$$

⁽²⁾Notación: el superíndice (t) implica que la magnitud está referida del lado de la turbina mientras que el superíndice (g) del lado del generador. Por simplificación en los casos en los que la ecuación es expresada del mismo lado del cual corresponde la magnitud se evitará esta notación.

Siendo X el vector de estados, U el vector de entradas y Y el vector de salidas. En este caso los vectores U y X quedan definidos de la siguiente forma:

Vector de entradas: $U = [T_t^{(g)} \quad T_g]^T$

Vector de estados: $X = [\theta \quad \omega_t^{(g)} \quad \omega_g]^T$ donde $\theta = \delta_t^{(g)} - \delta_g$.

Vale aclarar que también se podrían haber tomado como variables de estado las posiciones angulares (δ_g y δ_t) en lugar de tomar θ . Esta alternativa no representa ninguna ventaja puesto que estas magnitudes no son de interés en el análisis que se realizará y agrega un estado más con respecto a la elección de θ .

• **Las matrices A y B correspondientes a este sistema son:**

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -\frac{K_{WG}^{(g)}}{J_t^{(g)}} & -\frac{D_{WG}^{(g)}}{J_t^{(g)}} & \frac{D_{WG}^{(g)}}{J_t^{(g)}} \\ \frac{K_{WG}^{(g)}}{J_g} & \frac{D_{WG}^{(g)}}{J_g} & -\frac{D_{WG}^{(g)}}{J_g} \end{pmatrix} \quad (7.16)$$

$$B = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{J_t^{(g)}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{J_g} \end{pmatrix} \quad (7.17)$$

Las variables que se considerarán como salidas del sistema serán la velocidad del generador ω_g (del lado del generador) y la velocidad de la turbina $\omega_t^{(t)}$ (del lado de la turbina). Como se verá más adelante estas variables constituyen el objetivo de control del sistema de manera de maximizar la potencia extraída del viento. Por último se expresa el vector de salidas como:

Vector de salida: $Y = [\omega_t \quad \omega_g]^T$

• **Matrices C y D correspondientes:**

$$C = \begin{pmatrix} 0 & \frac{1}{a} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (7.18)$$

$$D = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (7.19)$$

7.7. Conclusiones

En este capítulo se estudió y modeló el engranaje mecánico del generador eólico. Se caracterizó la importancia de la caja multiplicadora, haciendo especial hincapié en cómo se realiza el pasaje de cada una de las variables hacia un lado de la caja. Planteando la segunda cardinal tanto en el eje de baja velocidad, como en el de alta y realizando luego el correspondiente pasaje al lado del generador se llegó a una representación en variables de estado. En base a dicha representación es que se realizará el correspondiente bloque en Simulink, a la hora de comenzar las simulaciones del sistema. En la fig. 7.6 se representa un esquemático de dicho bloque, donde quedan de manifiesto las entradas y salidas del mismo.



Figura 7.6: Bloque sistema mecánico

Capítulo 8

Introducción a las estrategias de control

8.1. Introducción

La idea del presente capítulo es introducir las distintas estrategias de control que serán desarrolladas posteriormente y de esta manera poder explicar como se realizará el sistema que será simulado y como se diseñarán los controladores en función de la zonas de trabajo que se definirán. Básicamente el objetivo del control del sistema será obtener la máxima potencia posible. Esto viene de la mano de obtener un sistema lo más eficiente posible de forma tal de no desperdiciar la energía cinética disponible en el viento.

Como es predecible existen ciertas limitaciones en el sistema que hacen que no siempre se pueda extraer la máxima energía del viento. Estas limitaciones están dadas por el generador eléctrico, por los convertidores y por los máximos esfuerzos mecánicos que la turbina es capaz de soportar entre otros.

Limitaciones del sistema que serán consideradas

- Velocidad nominal del generador (ω_g).
- Par nominal del generador (T_{nom}).
- Corriente rotórica manejada por el convertidor (I_2).
- Limitaciones mecánicas impuestas por la turbina eólica.

8.2. Zonas de trabajo

La entrada del sistema es la velocidad del viento (v). En función del valor de dicha entrada es que se definirán las zonas de trabajo las cuales están diferenciadas por las limitaciones del sistema que van apareciendo a medida que la velocidad del viento va aumentando. El sistema siempre buscará entregar la máxima potencia a la red sin exceder sus limitaciones. En función de la zona de trabajo en la que se está trabajando actuará un controlador distinto con una consigna vinculada a dicha zona de trabajo. Básicamente se pueden distinguir tres zonas, las cuales serán denominadas de la siguiente forma:

- Velocidades bajas: $3 \text{ m/s} < v < 8 \text{ m/s}$.
- Velocidades intermedias: $8 \text{ m/s} < v < 13 \text{ m/s}$.
- Velocidades altas: $13 \text{ m/s} < v < 25 \text{ m/s}$.

8.2.1. Velocidades bajas

Debido a las pérdidas eléctricas y mecánicas del sistema, para velocidades muy bajas del viento ($v < 3 \text{ m/s}$) no es rentable poner en funcionamiento al sistema. Por lo tanto el rango de velocidades de interés comienza a partir de los 3 m/s . A partir de esta velocidad y en toda esta zona de trabajo, las limitaciones del sistema no se presentan. Es por esto que en esta zona se trabajará en el punto de funcionamiento óptimo del sistema que esta dado para una velocidad angular de la turbina (ω_t) a la que se presenta el máximo coeficiente de potencia (C_p) y que se corresponde con 8.1.

$$\omega_t = \frac{v \lambda_{opt}}{R} \quad (8.1)$$

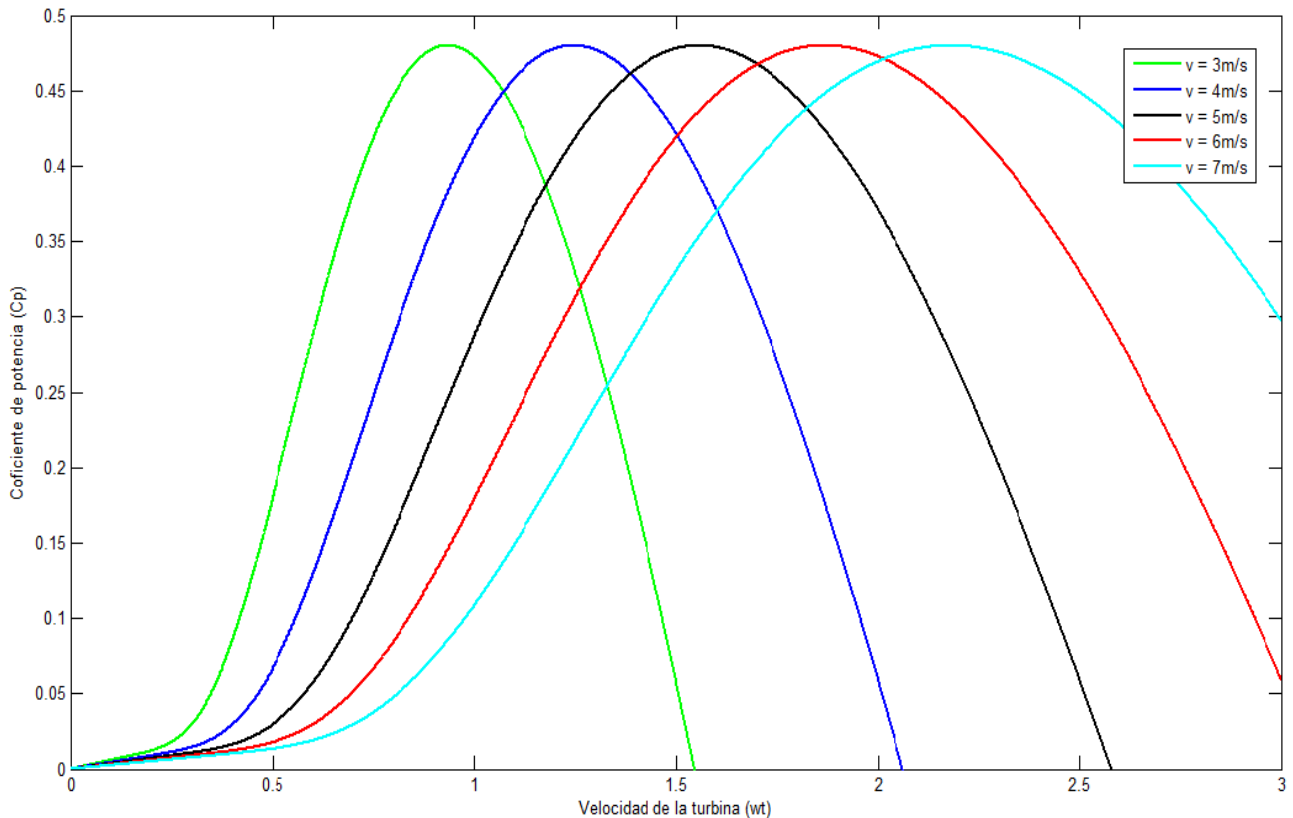


Figura 8.1: Coeficiente de potencia para distintas velocidades de viento

En la fig. 8.1 se puede apreciar como varían las curvas de C_p en función de la velocidad angular de la turbina (ω_t) para distintas velocidades de viento. Como se puede ver para cada velocidad del viento queda determinada una velocidad de giro (ω_t) para la cual este coeficiente es máximo, y por lo tanto se maximiza la potencia extraída del viento.

Esta estrategia es denominada *seguimiento del punto de funcionamiento óptimo*. En esta zona de trabajo el sistema se encuentra trabajando en las siguientes condiciones:

- Velocidad de la turbina variable dada por 8.1, siendo $\omega_t < \omega_{nom}$.
- Par del generador (T_g) variable, siendo $T_g < T_{nom}$.
- El sistema se mantiene en esta zona de trabajo hasta que la velocidad de la turbina alcanza la velocidad nominal.

Cuando la velocidad del viento es tal que la velocidad de la turbina es igual a la velocidad nominal, no es posible continuar realizando un seguimiento del punto óptimo, ya que se estaría excediendo una de las limitaciones impuestas por el sistema. Es en este momento en el cual la velocidad de referencia que se le pasa al controlador debe ser saturada de forma de no permitir superar este valor. Es en estas condiciones entonces que se comienza a trabajar en la zona de velocidades intermedias.

8.2.2. Velocidades intermedias

Como se mencionó previamente, en esta zona de trabajo se ingresa una vez que ya no es posible realizar un seguimiento del punto de funcionamiento óptimo sin exceder la velocidad nominal de la máquina. En estas condiciones el sistema trabaja a una velocidad constante e igual a la velocidad nominal del generador. De todas formas en esta zona aún no se ha excedido la limitante impuesta por el par máximo que el generador es capaz de imponer. Por lo tanto a medida que la velocidad del viento siga aumentando, el par resistente del generador debe ser cada vez mayor de forma tal de poder mantener la velocidad del rotor. Como consecuencia la potencia mecánica continúa aumentando ($P_m = T_g \cdot \omega_{nom}$) pero ya no se sigue al punto de funcionamiento óptimo. En resumen el sistema se encuentra trabajando bajo las siguientes condiciones:

- Velocidad de la turbina constante e igual a la nominal: $\omega_t = \omega_{nom}$.
- Par del generador (T_g) variable, siendo $T_g < T_{nom}$.
- El sistema se mantiene en esta zona de trabajo hasta que el par del generador alcanza su valor nominal: $T_g = T_{nom}$.

Cuando el par resistente del generador alcanza su valor nominal, el generador ya no es capaz de limitar la velocidad del sistema, por lo tanto se debe actuar sobre otra de las variables de control del sistema de forma de mantener al aerogenerador en su punto de funcionamiento nominal. Es en estas circunstancias en las que se debe recurrir al **Control de Pitch**⁽¹⁾.

Es importante resaltar que en esta zona de funcionamiento el sistema trabaja a velocidad constante y par variable. También hay que destacar que la limitante del par del generador esta vinculada con la corriente rotórica que el convertidor es capaz de manejar. Con el sistema trabajando a velocidad constante, la potencia rotórica (P_2) y el par del generador (T_g) varían proporcionalmente, por lo tanto al controlar que no se exceda una de las magnitudes se está tomando precauciones sobre la otra.

⁽¹⁾Ver Capítulo 12

8.2.3. Velocidades altas

El objetivo en esta zona de trabajo es mantener al sistema en su punto de funcionamiento nominal. El generador estará entregando su potencia nominal, y el control se encargará de actuar sobre el ángulo de pitch de las palas de forma tal de reducir el par de la turbina de forma que este se mantenga igual al par nominal del generador y así poder controlar la velocidad del sistema. En la fig. 8.2 se muestran las curvas del coeficiente de potencia (C_p) en función de la velocidad del viento para distintos valores de β . Como se puede apreciar, a medida que se aumenta el ángulo de pitch, el par de la turbina disminuye. Esta será la idea del diseño de este controlador. En las zonas de trabajo explicadas anteriormente el ángulo de pitch se mantenía constante e igual a cero.

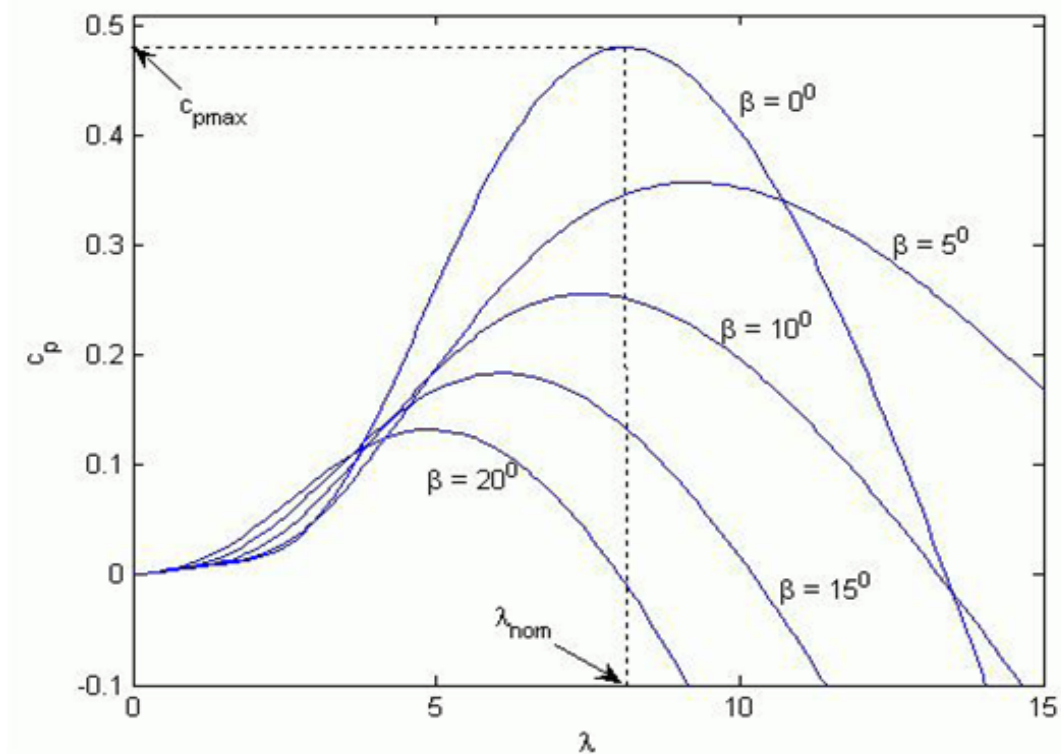


Figura 8.2: Coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$ paramétrico en β

En esta zona el sistema se encontrará trabajando bajo las siguientes condiciones:

- Velocidad de la turbina constante e igual a la nominal: $\omega_t = \omega_{nom}$.
- Par del generador constante igual al nominal del generador: $T_g = T_{nom}$.
- Potencia generada constante.
- Ángulo de pitch variable de forma de reducir el par de la turbina.

Luego de 25 m/s se considerará que los esfuerzos mecánicos sobre el sistema no son soportados por la turbina por lo que se saca al sistema de funcionamiento.

8.3. Conclusiones

Como se explico previamente se distinguen tres zonas de trabajo en función de la velocidad del viento. Las mismas se resumen a continuación:

- **Velocidades bajas: entre 3 m/s y 8 m/s.**

En esta zona se realiza un seguimiento del punto óptimo de manera de extraer la máxima energía posible del viento. El punto de funcionamiento del sistema está dado por 8.1 y vale:

$$\omega_t = \frac{v \lambda_{opt}}{R}$$

En estas condiciones el generador se encuentra trabajando a par y velocidad variable. En toda esta zona de trabajo no se presenta ninguna de las limitaciones del sistema.

- **Velocidades intermedias: entre 8 m/s y 13 m/s.**

Se comienza a trabajar en esta zona una vez que se alcanza la velocidad nominal del generador (ω_{nom}). Cuando esto sucede se debe saturar la referencia de velocidad que se le pasa al controlador de forma tal de no exceder esta limitante. Durante el tiempo que el sistema se encuentra trabajando en esta zona, la velocidad del sistema se mantiene constante y el par resistente ejercido por el generador aumenta a medida que aumenta el viento de forma de poder cumplir con la consigna de velocidad fija. El sistema trabaja en las siguientes condiciones:

$$\omega_t = \omega_{nom} \quad (8.2)$$

$$T_t < T_{nom} \quad (8.3)$$

- **Velocidades altas: entre 13 m/s y 25 m/s.**

Una vez que el generador alcanza su par nominal, el mismo ya no es capaz de continuar *frenando* a la turbina ante los aumentos en la velocidad del viento. Es en estas circunstancias que se debe recurrir al **Control de Pitch**. El objetivo de actuar sobre el ángulo de pitch de las palas es cambiar la curva característica del coeficiente de potencia (C_p) (ver fig. 8.2) de forma tal de reducir el par de la turbina y mantener al sistema en su punto de funcionamiento nominal. En esta zona el sistema se encuentra trabajando en las siguientes condiciones:

$$\omega_t = \omega_{nom} \quad (8.4)$$

$$T_t = T_{nom} \quad (8.5)$$

Vale destacar también que el generador se encuentra trabajando a su potencia nominal.

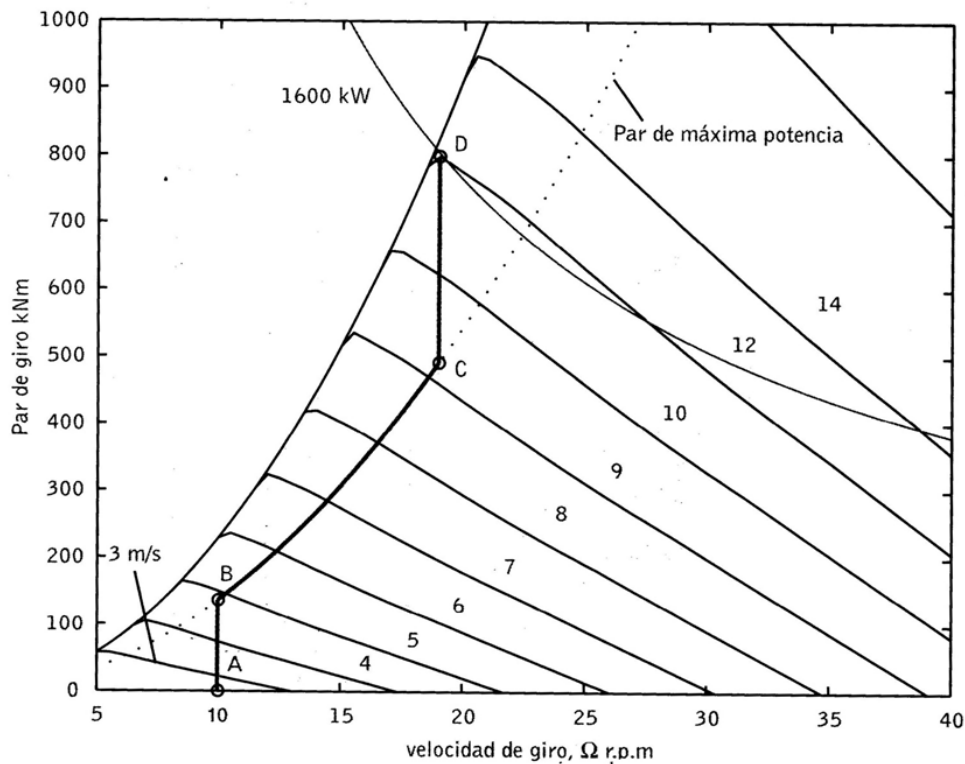


Figura 8.3: Estrategia de control a implementar [33].

Finalmente en la fig. 8.3 se presentarán unas curvas que resumen el comportamiento del sistema de acuerdo a los esquemas de control propuestos. A la hora del diseño de los controladores se deberán tomar en cuenta las zonas definidas de forma tal de poder elegir cual controlador actuará en función de la zona en la que se encuentre el sistema.

- **Trayectoria A-B:** Esta zona corresponde al arranque de la maquina y no será tenida en cuenta en este estudio.
- **Trayectoria B-C:** Corresponde a la zona de velocidades bajas, como se puede ver la trayectoria seguida representa el seguimiento del punto óptimo del sistema.
- **Trayectoria C-D:** Corresponde con la zona de velocidades intermedias. Mientras el sistema se encuentre en esta región la velocidad del mismo se mantiene constante y el par del generador aumenta a medida que la velocidad del viento va aumentando. La potencia generada aumenta conforme el viento siga aumentando.
- **Trayectoria D-D:** Corresponde con la zona de velocidades altas. El sistema se mantiene en este punto de operación como consecuencia del control de pitch. En toda esta zona la potencia generada es constante (par y velocidad constante).

En las fig. 8.4 y 8.5 se pueden observar las curvas de potencia de acuerdo a la estrategia de control a implementar. Se puede ver como ambas curvas cambian en función de la zona de trabajo en la que se esté. En las trayectorias B-C y C-D, si bien la potencia generada está aumentando, las curvas son distintas, lo que concuerda con el cambio de estrategia que se realiza (al pasar de C-B a C-D se deja de seguir el punto de funcionamiento óptimo).

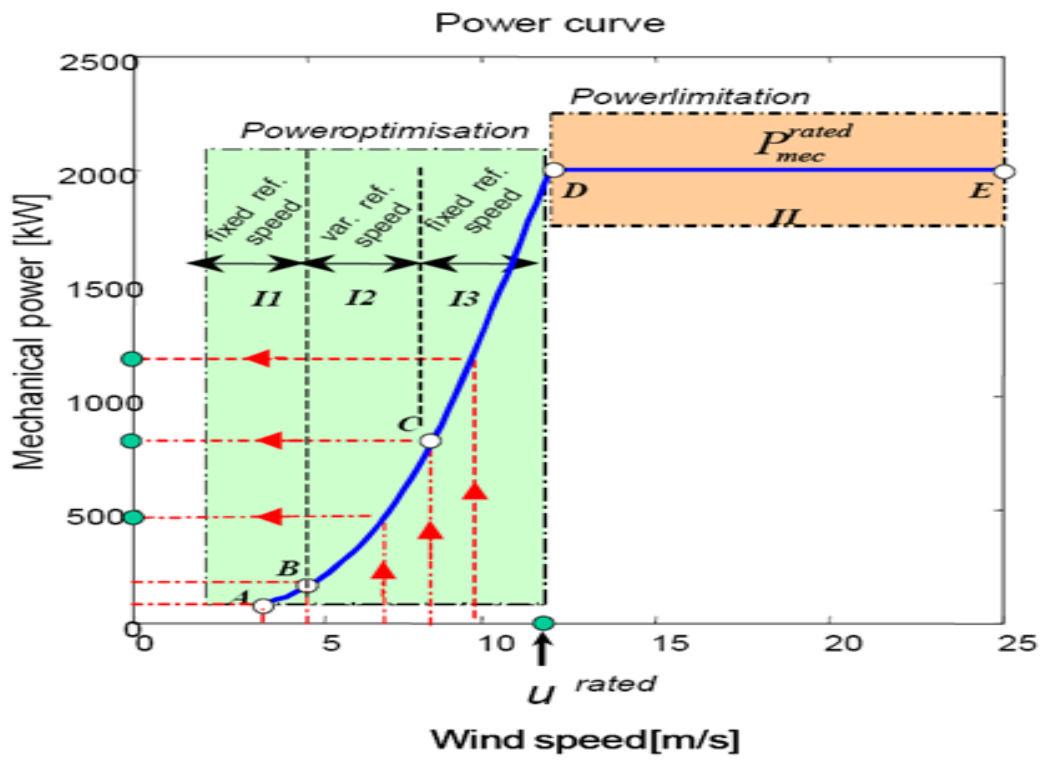


Figura 8.4: Curva de potencia mecánica [33].

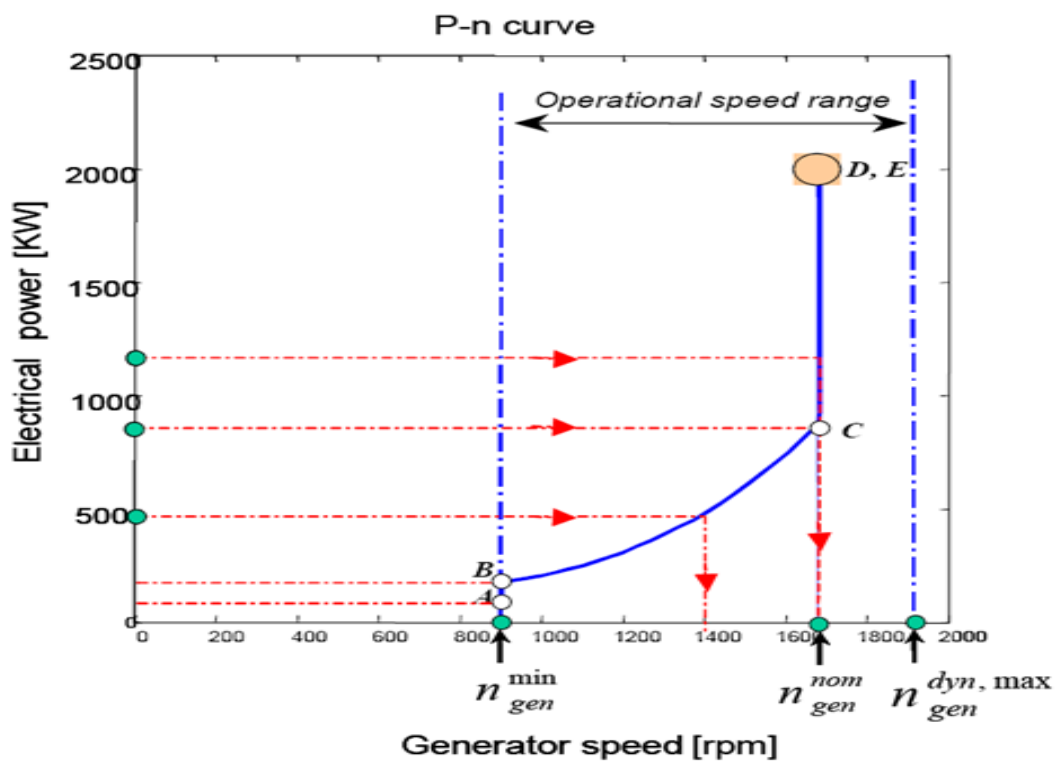


Figura 8.5: Curva de potencia eléctrica [33].

Capítulo 9

Control de Potencia

9.1. Introducción

En el presente capítulo se buscará implementar un control de la potencia rotórica de la máquina de inducción, de forma de poder controlar la velocidades angulares de giro tanto de la turbina (ω_t) como del generador (ω_g) en la zona correspondiente a las bajas velocidades de viento⁽¹⁾. Un diagrama esquemático del sistema completo se muestra en la fig. 9.1, en el cual se puede apreciar que este modelo fue diseñado de forma de controlar la potencia rotórica de la máquina de inducción (P_2). El controlador responderá ante un error de velocidades angulares con la potencia rotórica (P_2) necesaria para que la turbina gire a la velocidad angular deseada.

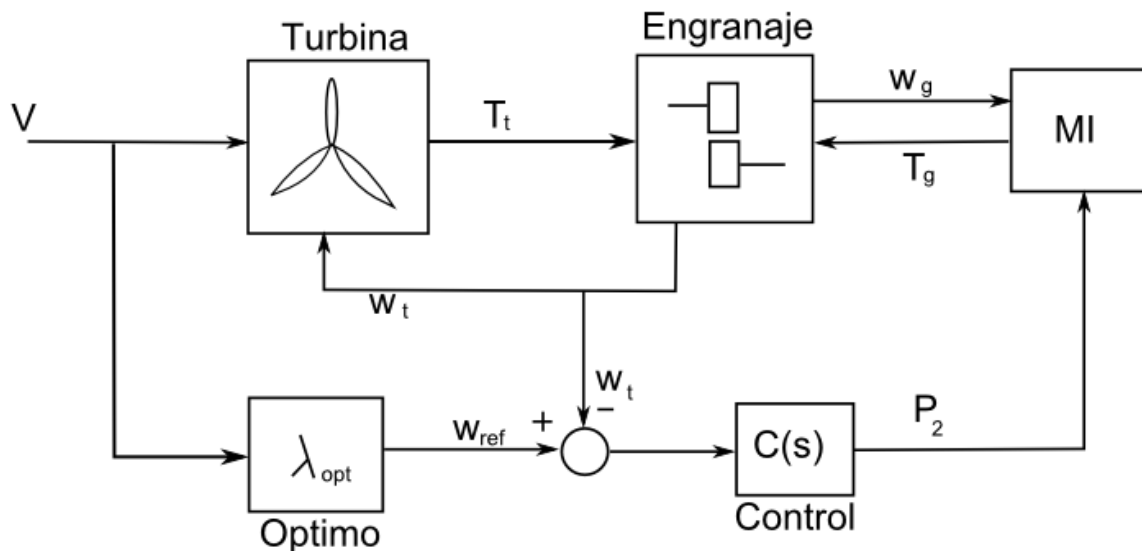


Figura 9.1: Esquemático del sistema

A estos efectos, se modelará cada uno de los componentes del sistema para luego obtener un modelo completo del sistema y poder implementar un simulador en Simulink, con el cual estudiar las diferentes respuestas del sistema tanto en pequeña señal como en gran señal.

⁽¹⁾ Ver Capítulo 8

Además se linealizarán todos los bloques no lineales que constituyen al sistema, de forma de poder encontrar una transferencia lineal del sistema para poder aplicar las herramientas clásicas de control lineal a la hora de diseñar el correspondiente controlador. Los componentes del sistema que se modelarán son: máquina de inducción, turbina, engranaje, controlador y un bloque de referencia el cual simplemente es un bloque determinístico que devuelve la velocidad angular de referencia (ω_{ref}) a la cual debería girar la turbina para determinada velocidad de viento de forma de obtener el máximo coeficiente de potencia (C_p). Los bloques no lineales que aparecen son la turbina y la máquina de inducción.

Finalmente luego de diseñado el controlador, implementado el simulador en Simulink y obtenida la transferencia lineal del sistema, se determinará el rango de velocidades de validez del modelo, para luego comparando la respuesta en pequeña señal del sistema real (simulador) con las respuesta del sistema linealizado, validar dicho modelo en todo el rango de velocidades de validez.

9.2. Máquina de inducción

Para el modelado de la máquina de inducción se trabajará con la ecuación que determina el par mecánico (T_g) ejercido por la misma en función de la potencia rotórica (P_2) y de la velocidad angular del generador (ω_g), como se ha visto en el capítulo 3 y se reproduce en 9.1. La justificación de esta elección radica en que la variable de control, es decir la variable sobre la que se actuará será la potencia rotórica. Se considerará que se cuenta con un dispositivo visto como una caja negra el cual es determinístico y responde de manera instantánea a las exigencias de potencia. No se entrará en detalles sobre el funcionamiento de este dispositivo en el presente capítulo.

$$\boxed{T_g = \frac{P_2}{\omega_s - \omega_g}} \quad (9.1)$$

9.3. Turbina

Como se expuso en 5.12, la potencia mecánica extraída del viento responde a la expresión 9.2:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (9.2)$$

El modelo con el que se trabajará para el coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)^{(2)}$ es el indicado en 9.3:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (9.3)$$

con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (9.4)$$

⁽²⁾ Ver Apéndice F

Por lo tanto el par ejercido por la turbina, que representa la variable de interés dado que será parte del modelo del engranaje, responde a 9.5:

$$T_t = \frac{1}{\omega_t} \left[\frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \right] \quad (9.5)$$

9.4. Engranaje

Para modelar el engranaje, este fue tratado como un conjunto mecánico de dos masas discretas acopladas por una caja multiplicadora de relación de velocidades angulares $a = \frac{\omega_g}{\omega_t}$. Las conexiones entre estos dos ejes fueron definidas mediante un coeficiente de rigidez (K) y un coeficiente de amortiguamiento (D). El modelo al que se arribó es el que se especifica en la expresión 9.6⁽³⁾:

$$\begin{cases} J_t^{(g)} \frac{\partial}{\partial t} \omega_t^{(g)} = T_t^{(g)} - K_{WG}^{(g)} (\delta_t^{(g)} - \delta_g) - D^{(g)} (\omega_t^{(g)} - \omega_g) \\ J_g \frac{\partial}{\partial t} \omega_g = T_g - K_{WG}^{(g)} (\delta_g - \delta_t^{(g)}) - D^{(g)} (\omega_g - \omega_t^{(g)}) \end{cases} \quad (9.6)$$

9.5. Controlador

El controlador propuesto es un controlador PI como el indicado en 9.7:

$$C(s) = K_1 + \frac{K_2}{s} \quad (9.7)$$

Dicho controlador recibirá como entrada el error de velocidades angulares dado por la diferencia entre la velocidad angular de la turbina ω_t y la señal de referencia ω_{ref} . El objetivo de control es que la salida del controlador sea la potencia rotórica (P_2) que se debe extraer o inyectar en el rotor de la máquina de inducción de manera tal que el error de velocidades angulares sea nulo.

$$error = \omega_{ref} - \omega_t \quad (9.8)$$

$$P_2(s) = \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) e(s) \quad (9.9)$$

Más adelante se demostrará la elección de este tipo de controlador. Se puede adelantar que la necesidad de este controlador surge de que el error ante una entrada tipo escalón debe ser una constante (sistema tipo cero) debido a que v y ω_{ref} difieren en una constante de proporcionalidad (ver 9.10). Utilizando este controlador se obtiene una transferencia en lazo cerrado correspondiente a un sistema tipo cero.

⁽³⁾Recordar que el superíndice (g) indica que las magnitudes están referidas al lado del generador.

9.5.1. Referencia

El valor λ_{opt} que determina la referencia de velocidad angular es una constante y define el punto de funcionamiento óptimo de la turbina de manera de extraer la máxima potencia mecánica. Este valor es obtenido del análisis de las curvas del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)^{(4)}$. Dicho valor de velocidad angular de referencia se obtiene según 9.10.

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v \quad (9.10)$$

9.6. Modelo en Simulink

Luego de haber modelado cada bloque del sistema, se implementó un modelo con la herramienta Simulink de Matlab, el cual será utilizado como simulador y mediante el cual se realizarán las distintas simulaciones que serán necesarias para estudiar el comportamiento del sistema basado en el control de potencia propuesto en este capítulo.

En la fig. 9.2 se presenta el modelo del simulador mencionado y en la misma se pueden apreciar todos los bloques que fueron descritos y estudiados en las secciones anteriores del presente capítulo. El bloque indicado con el nombre de *Modelo Aerodinámico* corresponde a la turbina, en donde se puede apreciar que el ángulo de pitch (β) se encuentra fijo en cero, ya que se está trabajando en la región correspondiente a bajas velocidades⁽⁵⁾. El bloque *Referencia* es el cual a partir de una velocidad de viento dada, fija la velocidad angular a la que debería girar la turbina. El bloque *Controlador* implementa al controlador diseñado. El bloque *MI* representa a la máquina de inducción, el bloque *Gain* representa a la relación de velocidades de la caja multiplicadora y por último el bloque *State-Space* representa las ecuaciones dinámicas del engranaje en variables de estado.

En la siguiente sección se procederá a linealizar los bloques no lineales que componen al sistema, con el fin de hallar una transferencia en lazo cerrado del sistema. Finalmente se concluirá este capítulo con un contraste entre el sistema linealizado y el sistema real a efectos de validar el modelo obtenido.

9.7. Transferencia en lazo cerrado del sistema

El sistema que representa la planta que se desea controlar junto al controlador a diseñar es el que se muestra en la fig. 9.1. En el mismo esquema se pueden apreciar las distintas interacciones entre los bloques que constituyen la planta. Con el objetivo de poder diseñar el controlador, en esta parte se realizará una linealización de todos los bloques no lineales del sistema de manera de poder hallar la transferencia en lazo cerrado y aplicar las herramientas de control lineal para ajustar los parámetros K_1 y K_2 del controlador PI.

Como entrada del sistema se considerará la velocidad del viento v , y como salida ω_t . El objetivo es que ante una entrada tipo escalón de viento la velocidad angular de la turbina ω_t siga a la referencia ω_{ref} . De esta manera se asegura que el sistema este funcionando en el punto

⁽⁴⁾ Ver Capítulo 5

⁽⁵⁾ Ver Capítulo 8

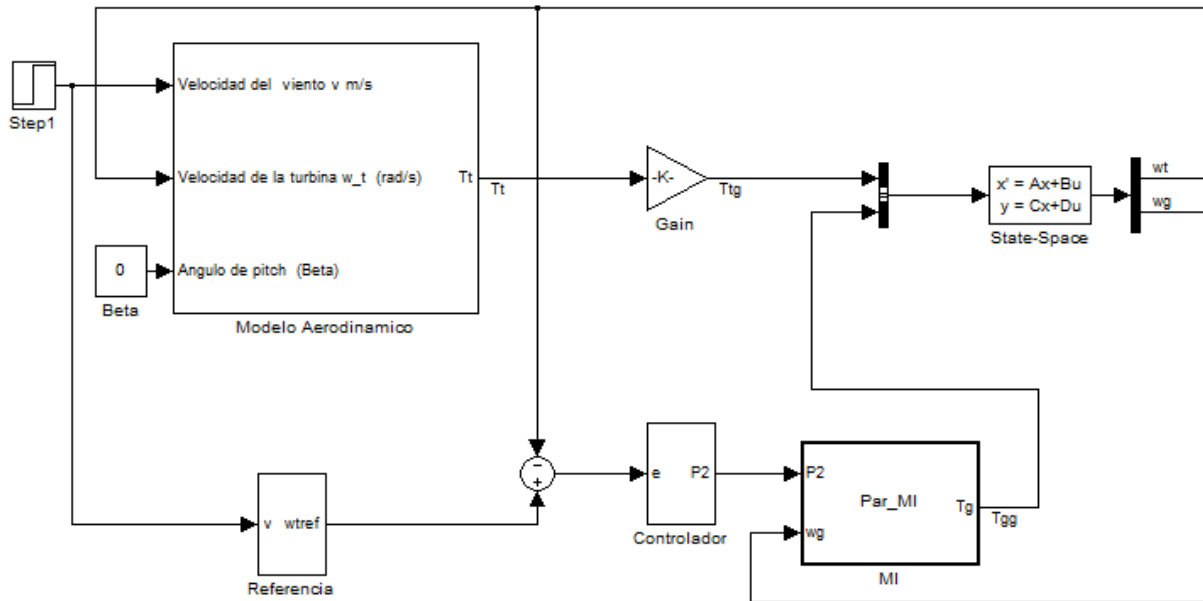


Figura 9.2: Modelo en Simulink del Sistema con control de Potencia

óptimo para cada velocidad del viento. La transferencia en lazo cerrado del sistema estará dada por 9.11.

$$H(s) = \frac{\omega_t(s)}{v(s)} \quad (9.11)$$

Una forma de ver el sistema para el diseño del controlador es que la transferencia en lazo cerrado del sistema debe comportarse como un bloque que ante una entrada v tenga a la salida una velocidad angular $\omega_t = \omega_{ref}$ ($\omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt} v}{R}$), es decir que en régimen el sistema puede verse como 9.12.

$$H(s) = \frac{\omega_t(s)}{v(s)} \simeq \frac{\omega_{ref}}{v} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \quad (9.12)$$

En secciones posteriores, se hallará explícitamente la transferencia del sistema linealizado y se demostrará lo expuesto en la expresión 9.12.

9.7.1. Linealizaciones realizadas

En esta parte se realizarán las linealizaciones necesarias para obtener una aproximación lineal del sistema a los efectos de poder obtener una transferencia del sistema linealizado para luego trabajar con las herramientas clásicas de control. Los bloques que se linealizarán son los correspondientes a la máquina de inducción y a la turbina. Las cuentas efectuadas se encuentran en detalle en el apéndice C.

• Par del generador $T_g^{(6)(7)}$:

$$\hat{T}_g = A_1(\bar{\omega}_g, \bar{P}_2) \cdot \hat{\omega}_g + A_2(\bar{\omega}_g, \bar{P}_2) \cdot \hat{P}_2 \quad (9.13)$$

$$\begin{cases} A_1(\bar{\omega}_g, \bar{P}_2) = \left. \frac{\partial T_g}{\partial \omega_g} \right|_{\bar{\omega}_g, \bar{P}_2} = (P) \cdot \bar{P}_2 \cdot \frac{1}{(\omega_s - \bar{\omega}_g)^2} \\ A_2(\bar{\omega}_g, \bar{P}_2) = \left. \frac{\partial T_g}{\partial P_2} \right|_{\bar{\omega}_g, \bar{P}_2} = (P) \cdot \frac{1}{\omega_s - \bar{\omega}_g} \end{cases}$$

$$\implies \boxed{\hat{T}_g = A_1 \hat{\omega}_g + A_2 \hat{P}_2} \quad (9.14)$$

Esta magnitud se encuentra expresada del lado del generador.

• Par de la turbina $T_t^{(8)}$:

$$\hat{T}_t = B_1(\bar{\omega}_t, \bar{v}) \cdot \hat{\omega}_t + B_2(\bar{\omega}_t, \bar{v}) \cdot \hat{v} \quad (9.15)$$

$$\begin{cases} B_1(\bar{\omega}_t, \bar{v}) = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \omega_t} \right|_{\bar{\omega}_t, \bar{v}} \\ B_2(\bar{\omega}_t, \bar{v}) = \left. \frac{\partial T_t}{\partial v} \right|_{\bar{\omega}_t, \bar{v}} \end{cases}$$

Observación: Tanto B_1 y B_2 dependen de la elección del modelo $C_p(\lambda, \beta)$

$$\implies \hat{T}_t = B_1 \hat{\omega}_t + B_2 \hat{v} \quad (9.16)$$

Expresando el par y la velocidad angular ω_t del lado del generador se obtiene:

$$\hat{T}_t = B_1 \frac{\hat{\omega}_t^{(g)}}{a} + B_2 \hat{v} \quad (9.17)$$

$$\hat{T}_t = a \hat{T}_t^{(g)} \quad (9.18)$$

$$\implies \boxed{\hat{T}_t^{(g)} = B_1 \frac{\hat{\omega}_t^{(g)}}{a^2} + B_2 \frac{\hat{v}}{a}} \quad (9.19)$$

• Pasaje a Laplace :

Pasando a Laplace las ecuaciones del engranaje deducidas en 9.6, se tiene que:

$$\begin{cases} J_t^{(g)} \cdot s \cdot \omega_t^{(g)}(s) = T_t^{(g)}(s) - \frac{K_{WG}^{(g)}}{s} \left(\omega_t^{(g)}(s) - \omega_g(s) \right) - D^{(g)} \left(\omega_t^{(g)}(s) - \omega_g(s) \right) \\ J_g \cdot s \cdot \omega_g(s) = T_g(s) - \frac{K_{WG}^{(g)}}{s} \left(\omega_g(s) - \omega_t^{(g)}(s) \right) - D^{(g)} \left(\omega_g(s) - \omega_t^{(g)}(s) \right) \end{cases}$$

⁽⁶⁾ El superíndice (\wedge) indica apartamiento respecto a las posiciones de equilibrio.

⁽⁷⁾ El superíndice ($\bar{\quad}$) indica que se trata de un punto de equilibrio.

⁽⁸⁾ El superíndice (t) indica que las magnitudes están referidas al lado de la turbina.

Multiplicando por s y sustituyendo el par T_g por la expresión 9.14:

$$\Rightarrow J_g \cdot s \cdot \omega_g(s) = A_1 \hat{\omega}_g + A_2 \hat{P}_2 - \frac{K_{WG}^{(g)}}{s} (\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t^{(g)}) - D^{(g)} (\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t)$$

$$\Rightarrow J_g \cdot s^2 \cdot \omega_g(s) = A_1 s \hat{\omega}_g + A_2 s \hat{P}_2 - K_{WG}^{(g)} (\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t^{(g)}) - D^{(g)} s (\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t)$$

$$\left(J_g s^2 - A_1 s + D \cdot s + K_{WG}^{(g)} \right) \hat{\omega}_g = A_2 s \hat{P}_2 + (K_{WG}^{(g)} + D^{(g)} s) \hat{\omega}_t^{(g)} \quad (9.20)$$

$$\Rightarrow \hat{\omega}_g = \frac{A_2 s \hat{P}_2 + (K_{WG}^{(g)} + D^{(g)} s) \hat{\omega}_t^{(g)}}{\left(J_g s^2 + (D^{(g)} - A_1) s + K_{WG}^{(g)} \right)} \quad (9.21)$$

Sustituyendo la expresión 9.21 en la primera de las ecuaciones de Laplace se tiene la expresión 9.22:

$$J_t^{(g)} s \hat{\omega}_t^{(g)} + (D^{(g)} s + K_{WG}^{(g)}) \hat{\omega}_t^{(g)} - s \hat{T}_t^{(g)} = (D^{(g)} s + K_{WG}^{(g)}) \left[\frac{A_2 s \hat{P}_2 + (K_{WG}^{(g)} + D^{(g)} s) \hat{\omega}_t^{(g)}}{J_g s^2 + (D^{(g)} - A_1) s + K_{WG}^{(g)}} \right] \quad (9.22)$$

Por otro lado, si expresamos la potencia rotórica en función del controlador y el error de velocidades angulares, se obtiene la expresión 9.23:

$$\hat{P}_2(s) = \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) \left[\frac{\hat{v} \lambda_{opt}}{R} - \frac{\hat{\omega}_t^{(g)}}{a} \right] \quad (9.23)$$

Si ahora en la expresión 9.22 se sustituye $\hat{T}_t^{(g)}$ por la ecuación 9.19 y \hat{P}_2 por la expresión 9.23 y se opera sobre dicha expresión, se obtiene la expresión 9.24:

$$\frac{\hat{\omega}_t^{(g)}}{\hat{v}} = \frac{\frac{B_2}{a} \left(J_g s^2 + (D^{(g)} - A_1) s + K_{WG}^{(g)} \right) + (D^{(g)} s + K_{WG}^{(g)}) A_2 \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) \frac{\lambda_{opt}}{R}}{\left(J_t^{(g)} s - \frac{B_1}{a^2} \right) \left(J_g s^2 + (D^{(g)} - A_1) s + K_{WG}^{(g)} \right) + (D^{(g)} s + K_{WG}^{(g)}) \left(J_g s - A_1 + \frac{A_2}{a} \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) \right)} \quad (9.24)$$

La ecuación 9.24 determina la transferencia en lazo cerrado del sistema ($H(s)$). No hay que olvidar que se trata de una aproximación lineal y que las magnitudes que aparecen son apartamientos entorno a una posición de equilibrio previamente elegida. Se deberá diseñar el controlador probando su desempeño en varias posiciones de equilibrio. En una primera instancia no se puede descartar la opción de que para las distintas zonas de operación del sistema (distintos puntos de equilibrio) haya que utilizar diferentes controladores de manera de cumplir con los requerimientos específicos de cada zona de funcionamiento.

9.8. Respuesta del sistema a una entrada tipo escalón

En esta sección se estudiará la respuesta del sistema a una entrada tipo escalón con el fin de comprobar si la elección del controlador PI es la adecuada para tener error asintótico constante frente a una entrada de este tipo (sistema tipo cero) que es el principal requerimiento del sistema. Se define entonces el controlador como 9.25 y se estudiará la respuesta a una entrada escalón dada por 9.26.

$$C(s) = K_1 + \frac{K_2}{s} \quad (9.25)$$

$$v(s) = \frac{V}{s} \quad (9.26)$$

Ahora para determinar la respuesta del sistema a la entrada de tipo escalón, aplicamos el Teorema del Valor Final:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \omega_t(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot H(s) \frac{V}{s}$$

Haciendo *cero* los términos múltiples de s y sustituyendo $C(s)$ por la expresión del controlador PI se obtiene que:

$$\lim_{s \rightarrow 0} \frac{\hat{\omega}_t^{(g)}}{V} = \frac{\frac{B_2}{a} \left(J_g s^2 + (D^{(g)} - A_1)s + K_{WG}^{(g)} \right) + (D^{(g)}s + K_{WG}^{(g)})A_2 \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) \frac{\lambda_{opt}}{R}}{\left(J_t^{(g)}s - \frac{B_1}{a^2} \right) \left(J_g s^2 + (D^{(g)} - A_1)s + K_{WG}^{(g)} \right) + (D^{(g)}s + K_{WG}^{(g)}) \left(J_g s - A_1 + \frac{A_2}{a} \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) \right)} \quad (9.27)$$

$$\implies \lim_{t \rightarrow \infty} \hat{\omega}_t^{(g)}(t) = \frac{a \cdot V \cdot \lambda_{opt}}{R} = a \cdot \omega_{ref}$$

Siendo $\omega_{ref} = \frac{V \cdot \lambda_{opt}}{R}$.

Como se puede ver el error ante una entrada escalón es una constante independientemente de los parámetros del controlador (usando un PI). En este sentido el error asintótico coincide con la constante de proporcionalidad existente entre v y ω_{ref} , por lo tanto se deberá diseñar el PI de manera de cumplir con los requerimientos de sobretiro y tiempos de respuesta para cada zona de funcionamiento despreocupados por el error asintótico.

Una vez obtenida la transferencia en lazo cerrado del sistema linealizado $H(s)$, se estudiará el lugar de las raíces y se ensayará para distintos valores de K_1 y K_2 la respuesta al escalón del sistema con el objetivo de definir estos parámetros.

9.9. Análisis del lugar de las raíces

A modo de poder estudiar la estabilidad del sistema linealizado se analizará el lugar de las raíces linealizado entorno a diferentes puntos de equilibrio. Cabe destacar que para poder

llevar a cabo el estudio del lugar de las raíces, se hará uso de la denominada *Golden Rule*⁽⁹⁾ ya que únicamente se conoce la transferencia en lazo cerrado del sistema real y no contamos con la expresión de la transferencia en lazo abierto.

Los puntos de equilibrio entorno a los cuales se trabajará serán puntos de funcionamiento óptimo del sistema. El motivo de esta elección radica en que el sistema que se está estudiando contiene al controlador, dado que se está realizando un análisis en régimen permanente los únicos puntos de equilibrio del sistema serán puntos de funcionamiento óptimo. En estas condiciones se tienen las siguientes ecuaciones para determinar estos puntos:

1. Se parte de una velocidad de viento \bar{v} . Dado que se considerará un punto de funcionamiento óptimo del sistema se puede determinar la velocidad angular de la turbina $\bar{\omega}_t$ a través de la siguiente ecuación:

$$\bar{\omega}_t = \omega_{ref} \Rightarrow \boxed{\bar{\omega}_t = \frac{\bar{v}\lambda_{opt}}{R}}$$

2. Dada la velocidad de viento \bar{v} y la velocidad angular de la turbina $\bar{\omega}_t$ queda determinado el par de la turbina \bar{T}_t en la posición de equilibrio a través de la expresión 9.5, la cual evaluada en $\bar{\lambda} = \lambda_{opt}$ y $\omega t = \bar{\omega}t$ resulta en:

$$\boxed{\bar{T}_t = \frac{1}{\bar{\omega}_t} \left[\frac{1}{2} \rho A C_p(\bar{\lambda}, \beta) \bar{v}^3 \right]}$$

3. Para determinar el par del generador en el punto de equilibrio \bar{T}_g se deben igualar a cero las derivadas de las velocidades angulares en las ecuaciones mecánicas dadas en 9.6 que determinan el modelo del engranaje. Igualando a cero las derivadas se obtiene:

$$\bar{T}_t^{(g)} + \bar{T}_g = 0$$

$$\Rightarrow \bar{T}_g = -\bar{T}_t^{(g)}$$

Por otro lado:

$$T_t^{(g)} = \frac{T_t}{a} = \frac{T_t}{a}$$

$$\Rightarrow \boxed{\bar{T}_g = -\frac{\bar{T}_t}{a}}$$

4. Respecto a la velocidad angular del generador ω_g en el punto de equilibrio se cumple que las velocidades angulares a ambos lados de la caja multiplicadora son iguales a menos de la relación de velocidades angulares a :

$$\Rightarrow \boxed{\bar{\omega}_g = a\bar{\omega}_t}$$

⁽⁹⁾ Ver Apéndice H

5. Por último una vez conocido el par del generador \bar{T}_g en el punto de equilibrio y la velocidad angular $\bar{\omega}_g$ se puede determinar la potencia rotórica \bar{P}_2 a través de la ecuación 9.1, la cual determina que el par del generador \bar{T}_g vale:

$$\bar{T}_g = \frac{\bar{P}_2}{\omega_s - \bar{\omega}_g}$$

$$\Rightarrow \boxed{\bar{P}_2 = \bar{T}_g(\omega_s - \bar{\omega}_g)}$$

Como se puede observar, partiendo de una velocidad de viento dada e imponiendo que se trata de un punto de funcionamiento óptimo del sistema es posible determinar el resto de las magnitudes de manera tal de estar en un punto de equilibrio. A continuación se realizarán linealizaciones del sistema para diferentes velocidades de viento v . En particular se partirá de $v = 3 \text{ m/s}$ y se buscará hallar el rango de velocidades en el cual es válido este modelo. Lo ideal sería llegar hasta $v = 13 \text{ m/s}$ que es el rango de velocidades de interés para el control que se pretende realizar. Este rango se obtiene a partir de considerar que por debajo de 3 m/s no se estará generando y por encima de 13 m/s actuará el control de pitch, siendo β la variable de control, lo cuál se estudiará en capítulos posteriores.

Para realizar este análisis se dejará fijo uno de los parámetros del controlador, en este caso $K_2 = 10000$ ⁽¹⁰⁾ y se estudiará como varía el lugar de las raíces (polos de $H(s)$) en función de la constante de proporcionalidad K_1 para los distintos puntos de equilibrio. Luego se estudiará el efecto de K_2 para los casos de interés.

9.9.1. Root Locus linealizando entorno a $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$

En las fig. 9.3 y 9.4 se presentan respectivamente el Root Locus del sistema linealizado entorno a una velocidad de 3 m/s y un zoom del mismo entorno al origen.

Como se puede deducir de la fig. 9.4 hay dos polos del sistema que siempre presentan parte real negativa y por lo tanto no constituyen ninguna restricción a los efectos de la estabilidad. Los polos que si imponen una restricción son los complejos conjugados con parte imaginaria $\pm 15i$. Para que estos polos tengan parte real negativa y por ende el sistema linealizado sea estable se debe cumplir la siguiente condición:

$$\Rightarrow \boxed{K_1 \leq 279000}$$

Por otra parte se puede concluir que los polos que determinan el sobretiro que presenta la respuesta al escalón del sistema, son los polos con mayor parte imaginaria, no son independientes de la variación de K_1 . Es decir existen determinadas restricciones para limitar el sobretiro ajustando únicamente K_1 . La parte imaginaria de estos polos representa una asíntota casi horizontal. En particular se tendrá el menor sobretiro para los valores mas pequeños de K_1 , ya que de esta manera se reduce el ángulo entre el eje real y el polo del sistema que es lo que determina el sobretiro.

⁽¹⁰⁾ Este valor de K_2 fue obtenido luego de realizar varias pruebas y simulaciones del sistema y analizar las correspondientes respuestas

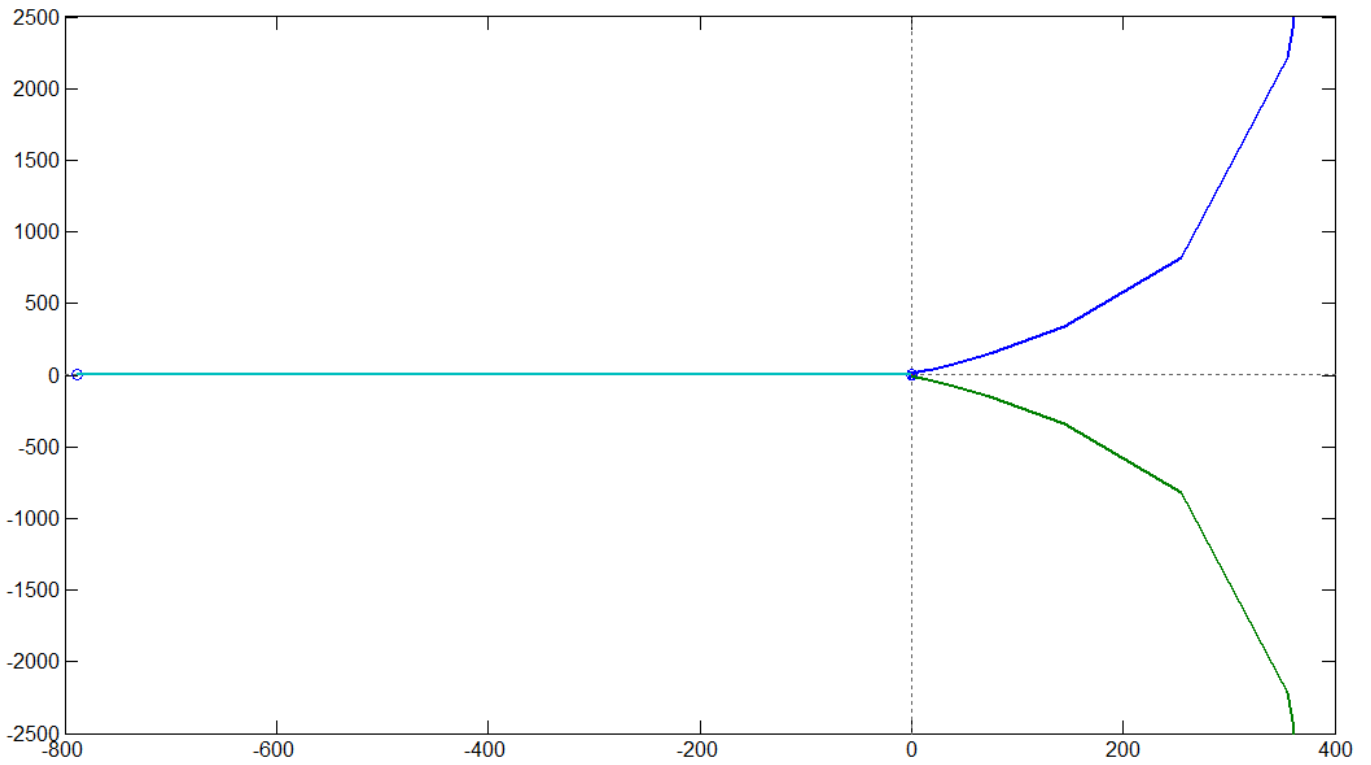


Figura 9.3: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$

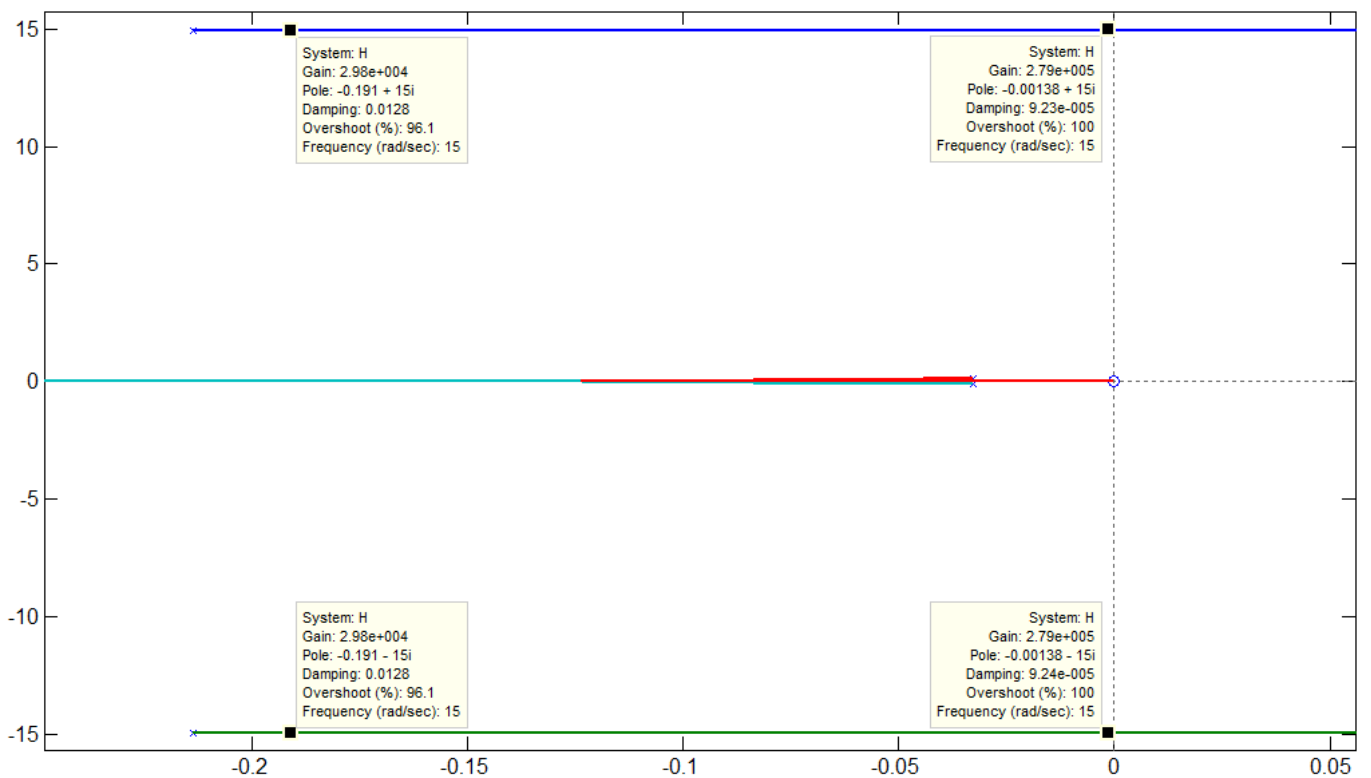


Figura 9.4: Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$

9.9.2. Root Locus linealizando entorno a $\bar{v} = 5 \text{ m/s}$

A continuación se presenta el Root Locus del sistema linealizado entorno a una velocidad de 5 m/s (ver fig. 9.5) y un zoom del mismo entorno al origen (ver fig. 9.6).

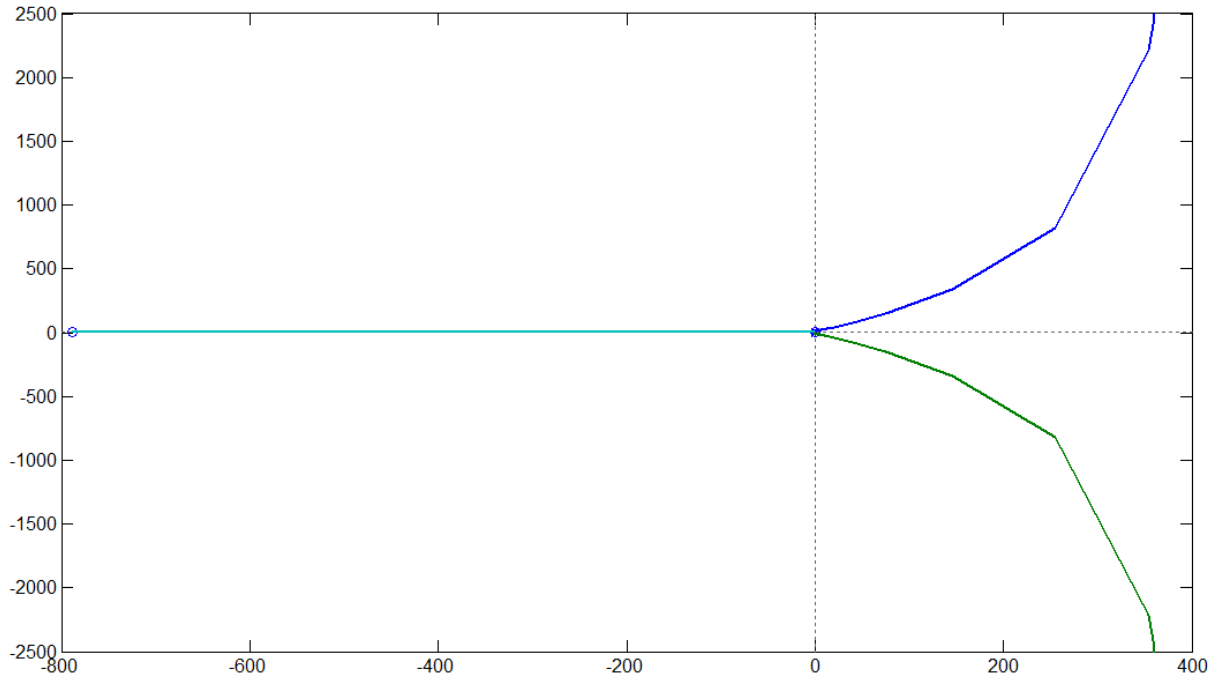


Figura 9.5: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 5 \text{ m/s}$

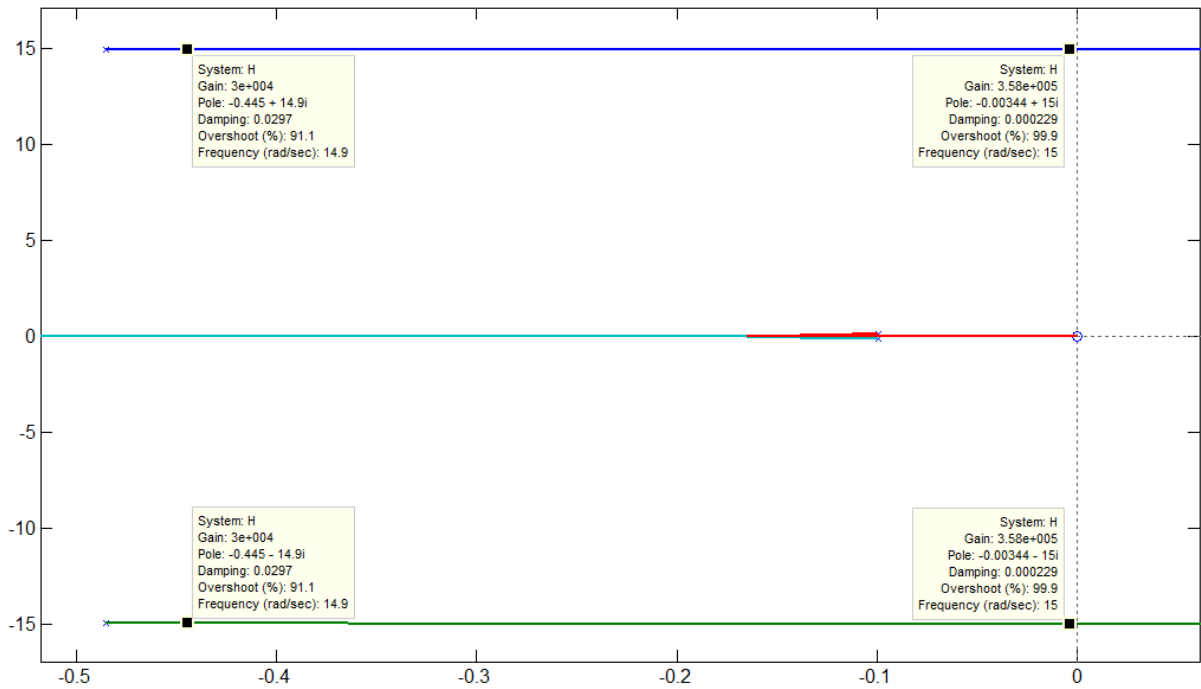


Figura 9.6: Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 5 \text{ m/s}$

A partir de observar la fig. 9.6 se puede deducir que la condición para la estabilidad del sistema linealizado se da siempre y cuando se cumpla que: $\Rightarrow \boxed{K_1 \leq 358000}$

9.9.3. Root Locus linealizando entorno a $\bar{v} = 7 \text{ m/s}$

A continuación se presentan el Root Locus del sistema linealizado entorno a una velocidad de viento de 7 m/s (ver fig. 9.7) y un zoom del mismo entorno al origen (ver fig. 9.8).

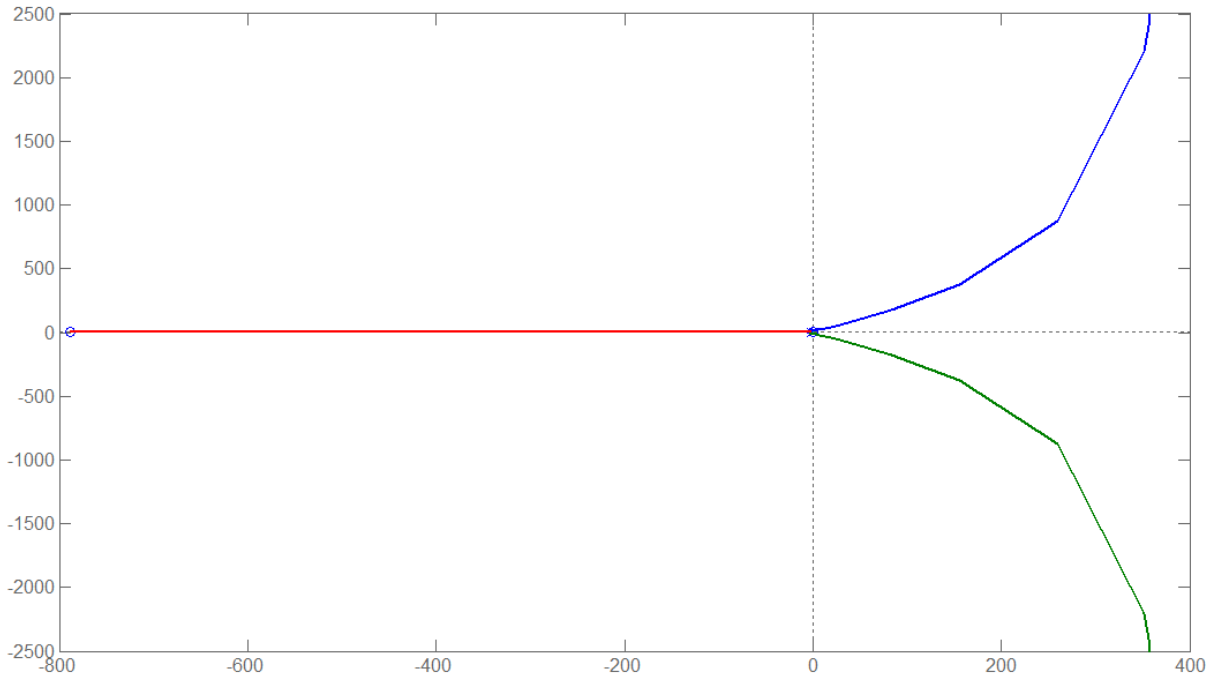


Figura 9.7: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7 \text{ m/s}$

A partir de observar la fig. 9.8 se puede deducir que la condición para la estabilidad del sistema linealizado se da siempre y cuando se cumpla que: $\Rightarrow \boxed{K_1 \leq 515000}$

9.9.4. Máximo punto de operación estable del sistema linealizado

Con el fin de encontrar el máximo valor de velocidad de viento para el cual el sistema linealizado es válido, se realizaron una serie de pruebas con la herramienta Root Locus variando el punto de operación, es decir variando el punto entorno al cual se linealiza el sistema y se observaron las respuestas del sistema, observando como variaba el lugar de las raíces.

Finalmente luego de las pruebas realizadas, se encontró que la máxima velocidad de viento para la cual el sistema linealizado es estable es $v = 7,56 \text{ m/s}$. Se encontró para dicha velocidad que los polos del sistema son todos estables y por lo tanto el sistema es estable. El lugar de las raíces del sistema linealizado entorno a $v = 7,56 \text{ m/s}$ se puede observar en la fig. 9.9, además se presenta en la fig. 9.10 un zoom de dicho lugar de las raíces entorno al origen.

A modo de ejemplo se presenta también el lugar de las raíces entorno a una velocidad de viento de $v = 7,57 \text{ m/s}$ en el cual se puede apreciar como el sistema se torna inestable ya que presenta un polo con parte real positiva para cualquier valor K_1 (ver fig. 9.11).

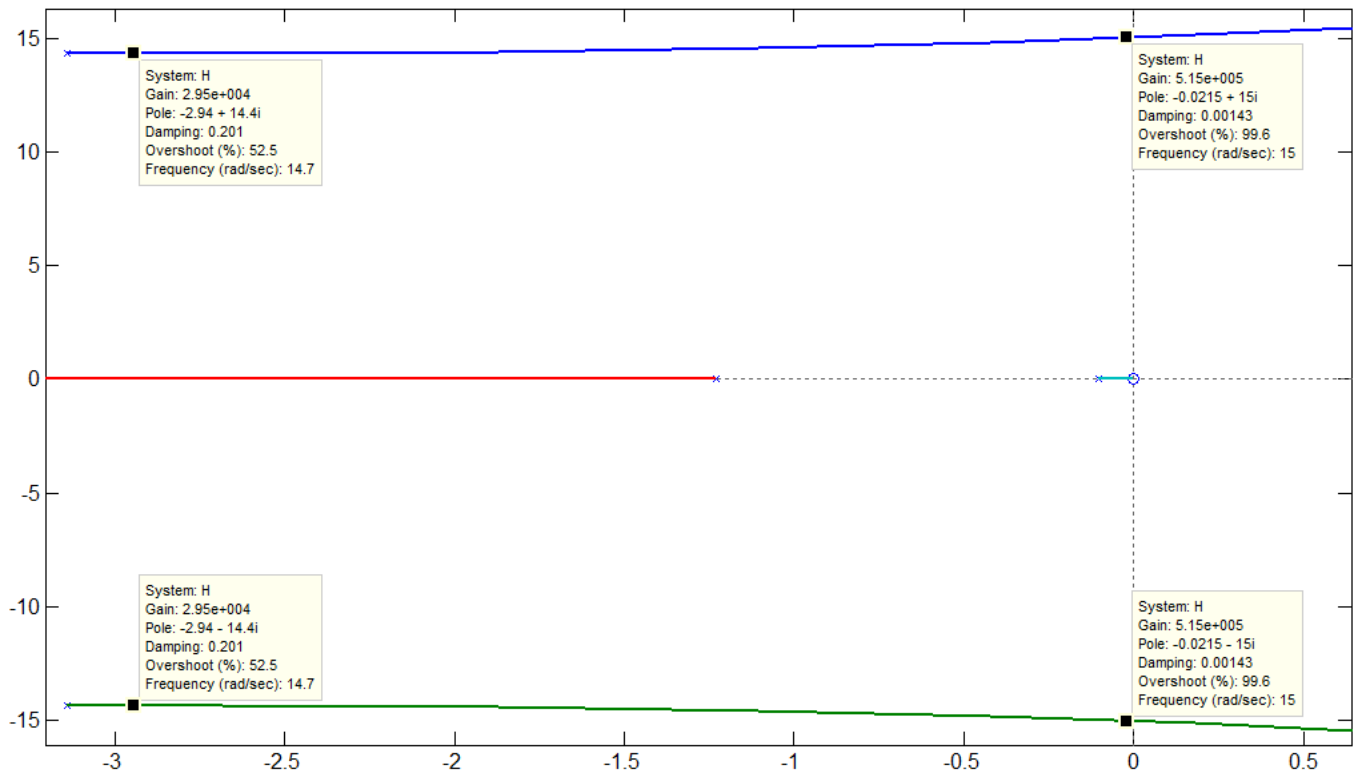


Figura 9.8: Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 7$ m/s

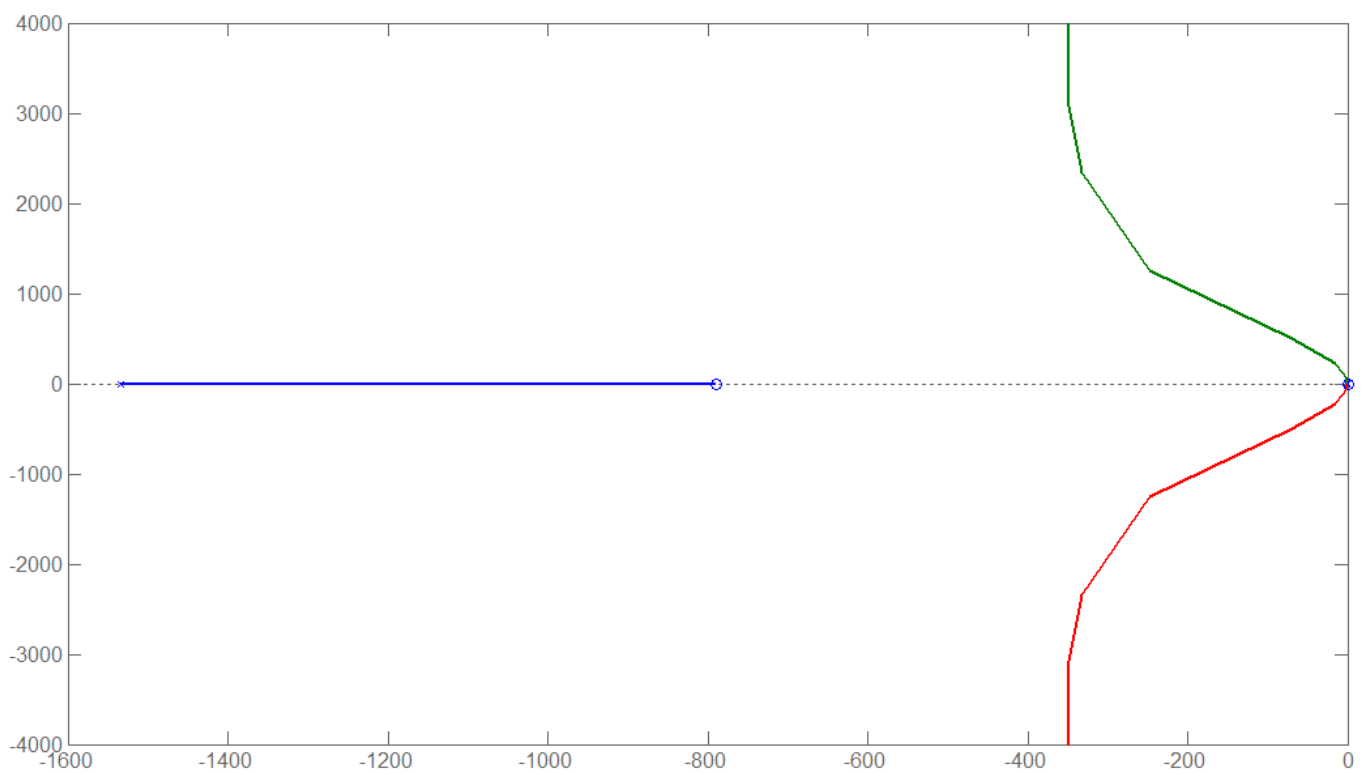


Figura 9.9: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7,56$ m/s

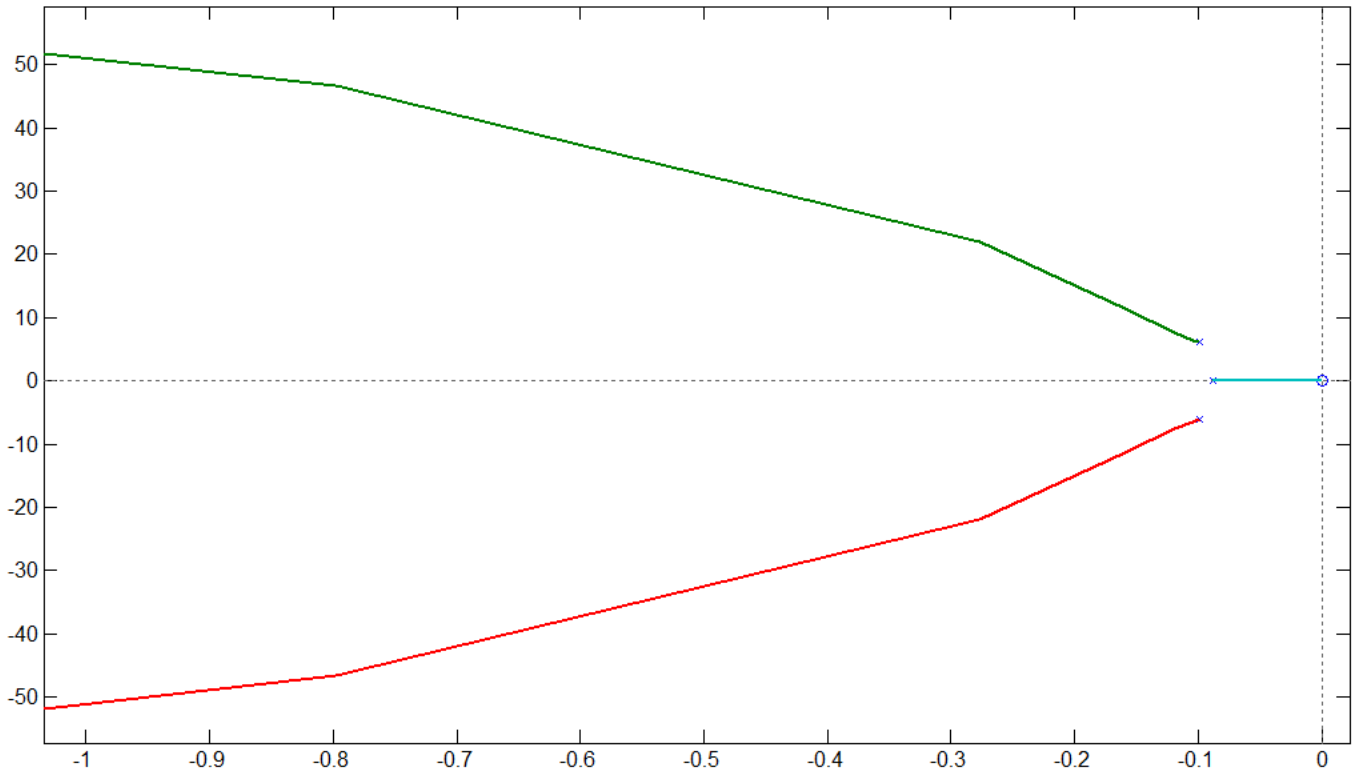


Figura 9.10: Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 7,56$ m/s

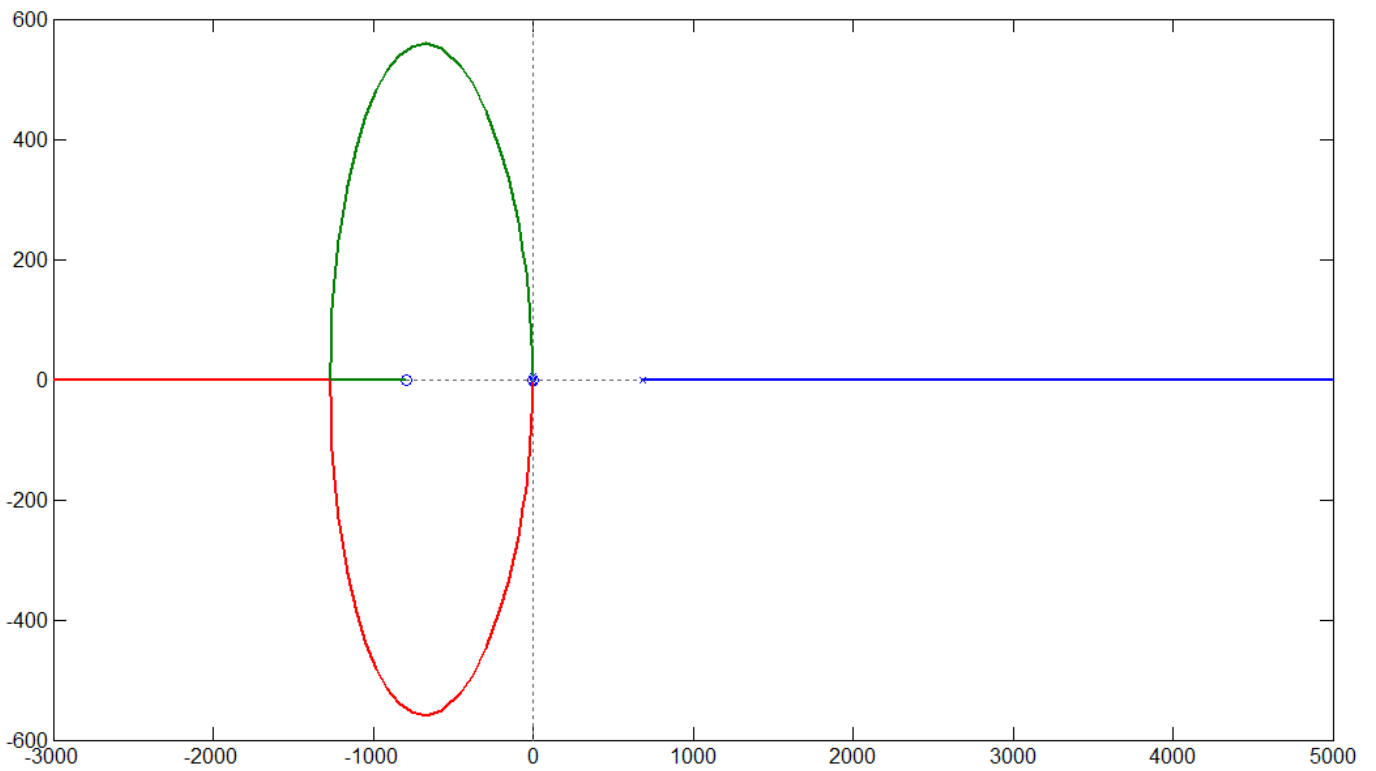


Figura 9.11: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7,57$ m/s

9.9.5. Efecto de la variación de K_2 sobre el lugar de las raíces

En esta parte se realizará un análisis de el efecto de la constante K_2 sobre el lugar de las raíces del sistema y como afecta en la respuesta del mismo ante una entrada tipo escalón. Se procederá a hallar los Root Locus correspondientes entorno a determinados puntos de equilibrio para $K_2 = 100000$ y $K_2 = 1000$ comparándolos con los ya obtenidos en secciones anteriores.

Root Locus entorno a $\bar{v} = 3$ para $K_2 = 100000$

Como se puede observar en la fig. 9.12 al aumentar K_2 en un factor de diez, los polos que presentaban mayor parte imaginaria se aproximan más al eje imaginario, lo que trae aparejado como consecuencia un mayor sobretiro en la respuesta del sistema a una entrada tipo escalón.

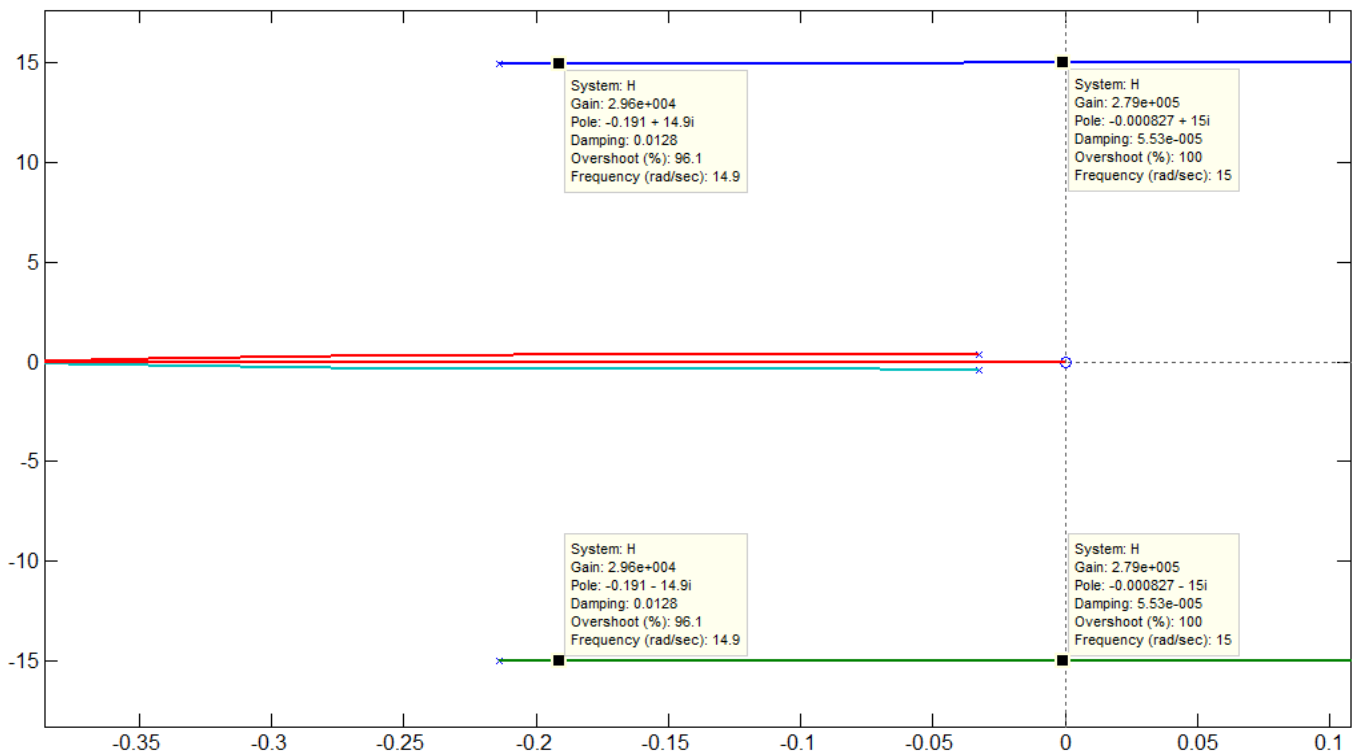
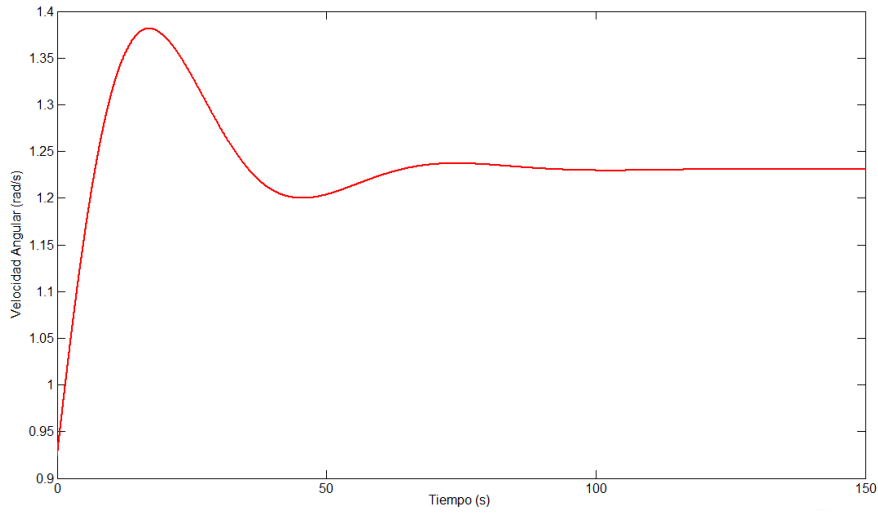
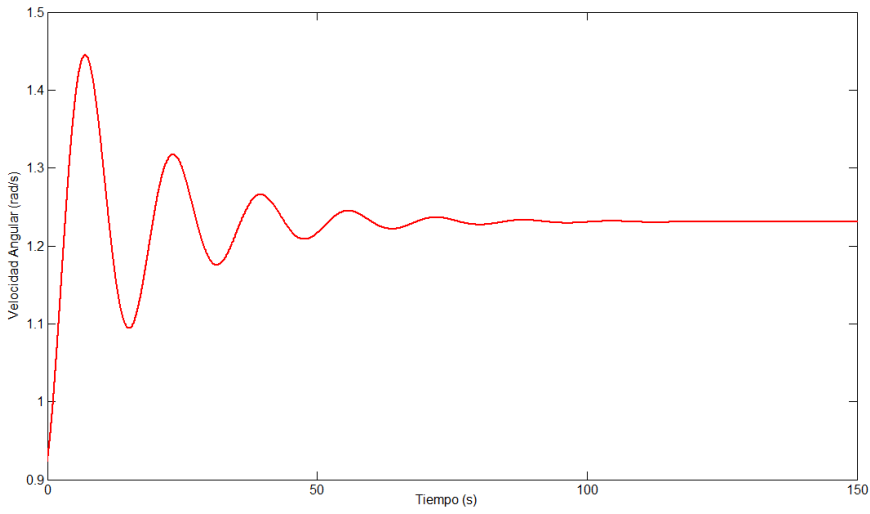


Figura 9.12: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 3$ m/s, $K_2 = 100000$

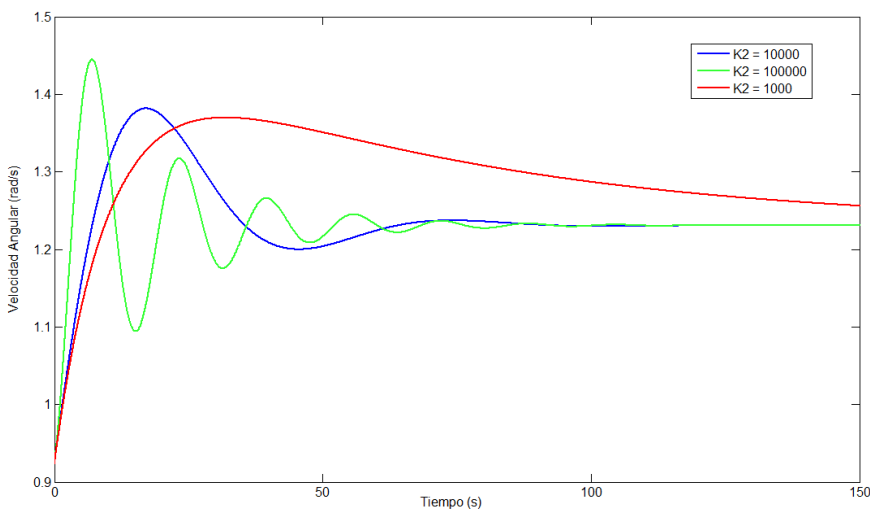
En la fig. 9.13 (a) y (b) se puede comprobar como aumenta el sobretiro al aumentar K_2 por un factor de 10, además del aumento en el sobretiro se observa también mayor oscilación de la respuesta. Por otro lado en la fig. 9.13 (c) se muestran comparativamente las distintas respuestas del sistema linealizado ante entradas del tipo escalón variando el valor de K_2 . Los valores de K_2 utilizados fueron $K_2 = 10000$, $K_2 = 100000$ y $K_2 = 1000$. El valor de K_1 se mantuvo fijo en $K_1 = 30000$.



(a) Respuesta al escalón, $K_1 = 30000$, $K_2 = 10000$.



(b) Respuesta al escalón, $K_1 = 30000$, $K_2 = 100000$



(c) Comparación de respuestas variando K_2

Figura 9.13: Comparación del sistema

Root locus entorno a $\bar{v} = 7$ para $K_2 = 100000$

Nuevamente se observa que al aumentar K_2 diez veces, los polos con mayor parte imaginaria se acercan al eje imaginario (ver fig. 9.14), provocando el aumento de sobretiro anteriormente mencionado.

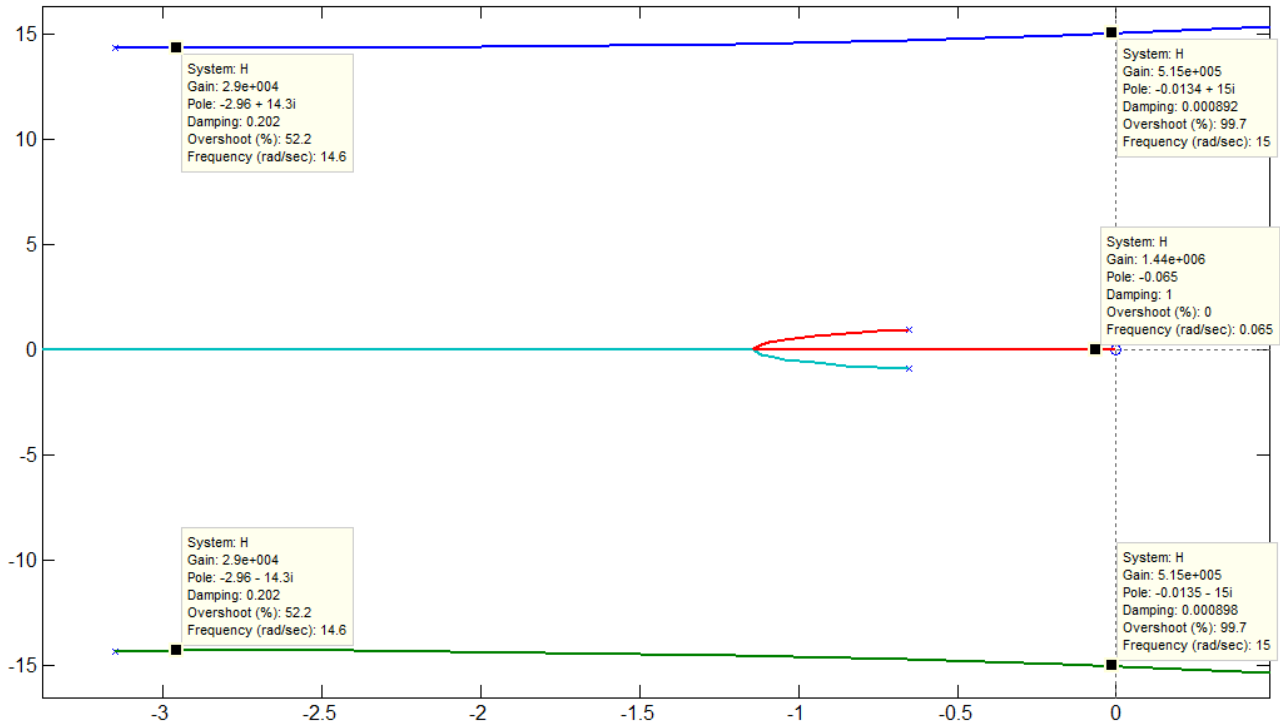


Figura 9.14: Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7$ m/s, $K_2 = 100000$

En la fig. 9.15 se puede verificar esta situación donde se observa claramente que el sobretiro de la respuesta al escalón es menor para $K_2 = 10000$ que para $K_2 = 100000$. Más precisamente se puede observar que para $K_2 = 10000$ la respuesta no presenta sobretiro alguno, contrariamente a la respuesta para $K_2 = 100000$, la cual si bien pequeño, presenta sobretiro. Este resultado concuerda con lo que se ve analizando el lugar de las raíces del sistema.

En el cuadro 9.1 se especifican los polos del sistema en cada caso analizado:

$K_1 = 30000, K_2 = 100000$	$K_1 = 30000, K_2 = 10000$
$P_1 = -2,95 + j14,3$	$P_1 = -2,94 + j14,4$
$P_2 = -2,95 - j14,3$	$P_2 = -2,94 - j14,4$
$P_3 = -0,854 + j0,791$	$P_3 = -0,078$
$P_4 = -0,854 - j0,791$	$P_4 = -1,65$

Cuadro 9.1: Polos del sistema para los casos analizados

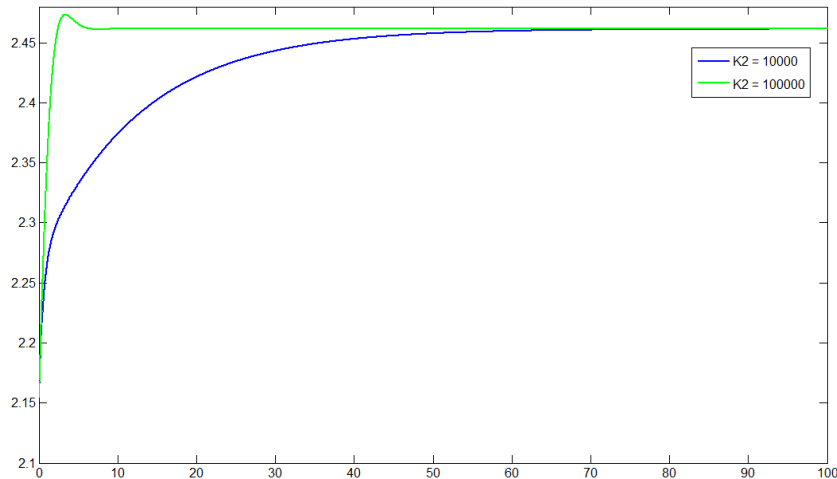


Figura 9.15: Respuesta al escalón del sistema

9.9.6. Elección de los parámetros del controlador

A partir del análisis desarrollado a lo largo de la presente sección, se realizará la elección definitiva de los parámetros K_1 y K_2 del controlador PI que se deseaba diseñar.

El valor de K_1 , parámetro que se mantuvo como variable a la hora de efectuar los distintos Root Locus (K_2 se había prefijado en un cierto valor), se determinará a partir de buscar respuestas con menor sobretiro posible. Basándose en el estudio realizado se observó que a menores valores de K_1 se obtenían menores ángulos entre el eje real y los polos con mayor parte imaginaria lo cual implica menor sobretiro en las respuestas escalón del sistema. Además se obtuvo un valor crítico de K_1 , el cual impone una restricción sobre el máximo valor que puede tomar dicho parámetro para que el sistema sea estable a partir de una velocidad de viento de 3 m/s como se había planteado previamente. La condición más restrictiva es que K_1 debe ser tal que $K_1 \leq 279000$. Finalmente luego de analizar y de observar las respuestas escalón obtenidas, así como su sobretiro, su amortiguamiento, sus tiempos de respuesta y demás, se definió que el valor de K_1 usado será $K_1 = 30000$.

En lo que a K_2 respecta, dicho valor se había prefijado en $K_2 = 10000$ con el fin de estudiar los Root Locus variando K_1 , ya que luego de una serie de pruebas iniciales con diversos juegos de parámetros (K_1, K_2) se observó que los cambios en K_2 presentaban variaciones menos significativas en las respuestas escalón que los cambios en K_1 . De todas formas, luego del análisis realizado para K_1 , se presentaron algunos Root Locus para valores de $K_2 \neq 10000$, en particular se presentaron los Root Locus para $K_2 = 1000$ y $K_2 = 100000$. A partir de las respuestas obtenidas en dichos casos, se determinó que el mejor valor de K_2 y el cual será el valor definitivo es $K_2 = 10000$.

De esta forma quedan determinados completamente los parámetros (K_1, K_2) del controlador PI y por lo tanto queda definido que el controlador que se usará para efectuar el control de potencia planteado en el presente capítulo será el indicado en 9.28:

$$C(s) = 30000 + \frac{10000}{s} \quad (9.28)$$

9.9.7. Máximo punto de operación estable del modelo del sistema real

Luego de haber definido completamente el controlador a utilizar, se procederá a estudiar las respuestas del modelo real implementado en Simulink (ver fig. 9.2) a efectos de determinar el rango de validez real del modelo implementado con el control de potencia rotórica (P_2).

En principio se determinaron los parámetros del controlador, de forma de que el modelo linealizado sea válido a partir de una velocidad de viento de $v = 3$ m/s, por otro lado se determinó que el máximo punto de operación estable del sistema linealizado corresponde a una velocidad de viento de $v = 7,56$ m/s, sin embargo es necesario estudiar las respuestas del modelo real implementado, de forma de encontrar el verdadero rango de velocidades de validez del control en cuestión. Para ello se trabajará con el modelo implementado y se estudiarán las diferentes respuestas entorno a diversos puntos de equilibrio para diversas amplitudes de escalones de entrada.

• Funcionando a 3 m/s

En la fig. 9.16 se pueden apreciar las distintas respuestas del sistema real, al cual a partir de estar funcionando a una velocidad de viento de 3 m/s se le aplican escalones de entrada de viento de 0.05 m/s, 0.1 m/s, 0.5 m/s, 1.0 m/s y 1.5 m/s. Se puede observar claramente, como era de esperar, que la respuesta del sistema real es estable. De esta forma se comprueba que el valor inicial del rango de velocidades de validez del control de potencia realizado es 3 m/s. Cabe recordar que por debajo de esta velocidad no se estudia al sistema, como ya se explico antes.

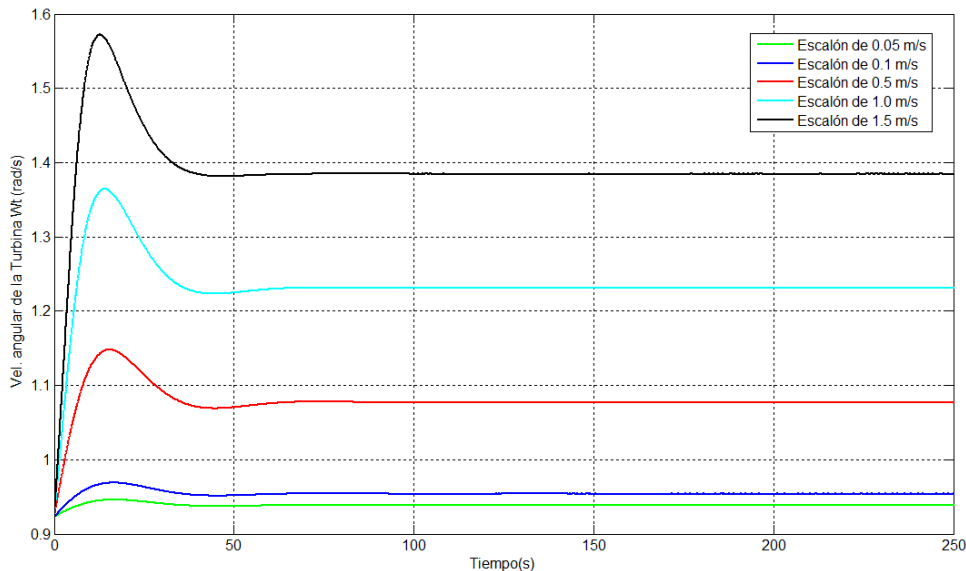


Figura 9.16: Respuestas entorno a 3 m/s

• Funcionando a 4 m/s

En la fig. 9.17 se presentan las respuestas del sistema real el cual a partir de estar funcionando a una velocidad de viento de 4 m/s, recibe escalones en la entrada de viento de 0.05 m/s, 0.1 m/s, 0.5 m/s, 1.0 m/s y 1.5 m/s. Nuevamente se puede apreciar que el sistema real

sigue siendo estable, por lo que el control de potencia sigue siendo válido para una velocidad de viento de 4 m/s, por lo que se seguirá estudiando el sistema para velocidades mayores.

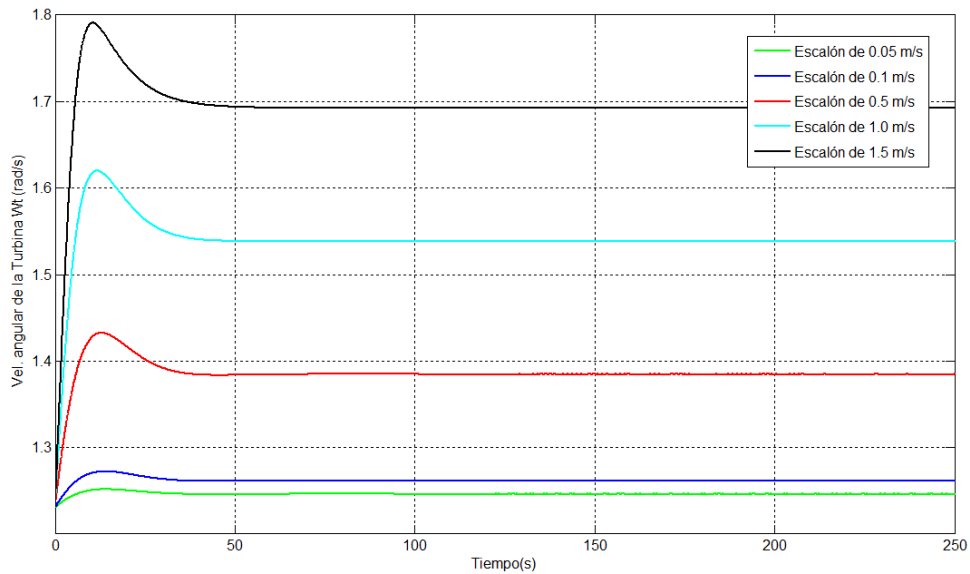


Figura 9.17: Respuestas entorno a 4 m/s

• Funcionando a 5 m/s

La fig. 9.18 muestra las respuestas del sistema para los mismos escalones de viento que en los dos casos anteriores, pero a partir de estar el sistema funcionando a una velocidad de viento de 5 m/s. Las respuestas obtenidas fueron estables por lo que el control en cuestión aún es válido. Entonces se continuarán estudiando las respuestas del sistema real a partir de puntos de funcionamiento a velocidades superiores.

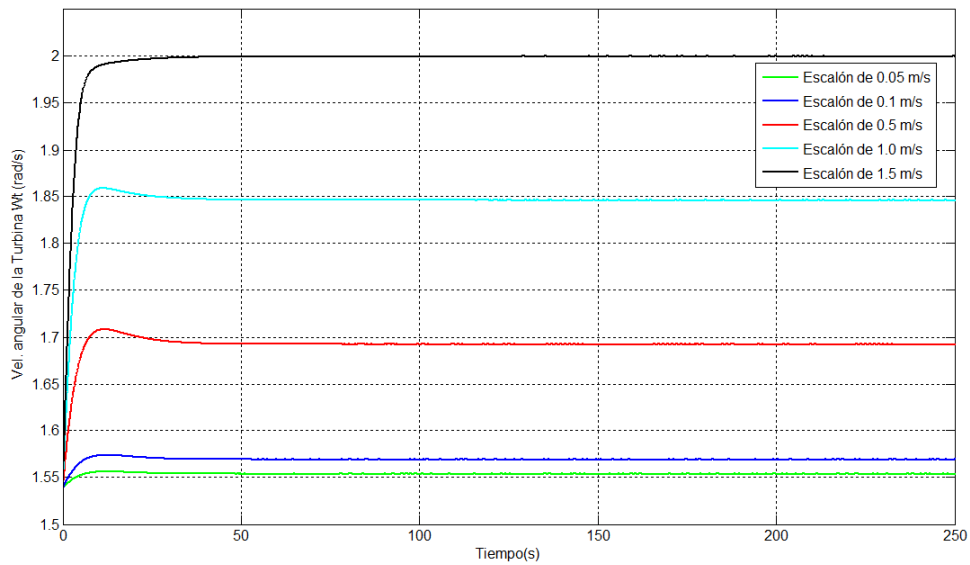


Figura 9.18: Respuestas entorno a 5 m/s

• Funcionando a 6 m/s

En la fig. 9.19 se pueden observar las respuestas del sistema real ante los mismos escalones de viento que en todas las situaciones anteriores y además la respuesta ante un escalón de amplitud 1.55 m/s, pero en esta ocasión a partir del sistema funcionando a una velocidad de viento de 6 m/s. Al igual que en las situaciones anteriores se encuentra que las respuestas son estables, por lo que se volverá a aumentar la velocidad del punto de funcionamiento y se estudiarán nuevamente las respuestas.

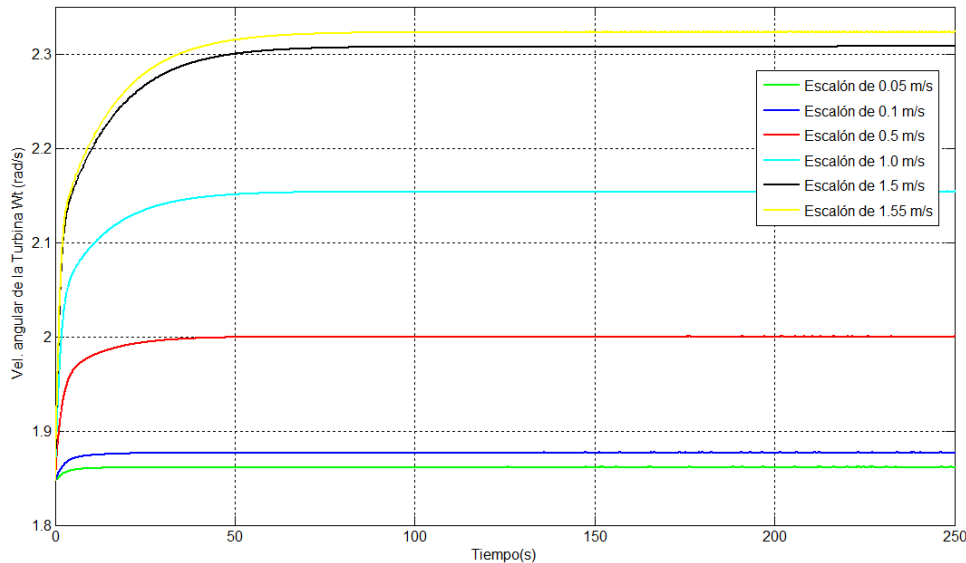


Figura 9.19: Respuestas entorno a 6 m/s

• Funcionando a 7 m/s

Finalmente al estudiar la respuesta del sistema ante escalones de viento para una velocidad de funcionamiento de 7 m/s, ver fig. 9.20 y fig. 9.21, se encontró que las respuestas del sistema real se hacen inestables, es decir que el control de potencia que se diseñó e implementó deja de tener validez a partir de escalones aplicados al estar el sistema funcionando a 7 m/s.

9.9.8. Rango de validez del control de potencia

Analizando más precisamente las respuestas obtenidas, se encontró que el control de potencia estudiado en el presente capítulo es válido siempre y cuando el sistema esté funcionando a velocidades de viento entre 3 m/s y 6 m/s y en dicha situación se apliquen escalones de entrada de viento. En caso de estar el sistema funcionando a una velocidad de viento de 7 m/s y a partir de este punto de funcionamiento se aplica un escalón de viento, por más pequeño que este sea, el sistema resulta inestable.

Prestando especial atención a las respuestas obtenidas a partir de estar el sistema funcionando a 6 m/s (fig. 9.19), se observa que la respuesta ante un escalón de entrada de viento de 1.55 m/s sigue siendo estable, es decir que el sistema pasará de estar funcionando a una velocidad de 6 m/s a una velocidad de 7.55 m/s, que recordando el análisis realizado para el sistema linealizado, se había encontrado que el máximo punto de operación estable correspondía

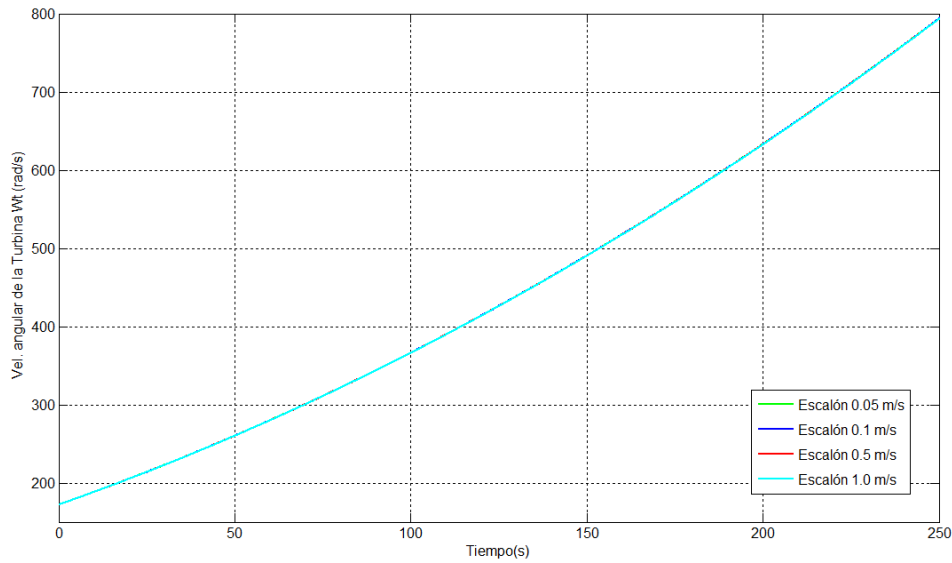


Figura 9.20: Respuestas entorno a 7 m/s

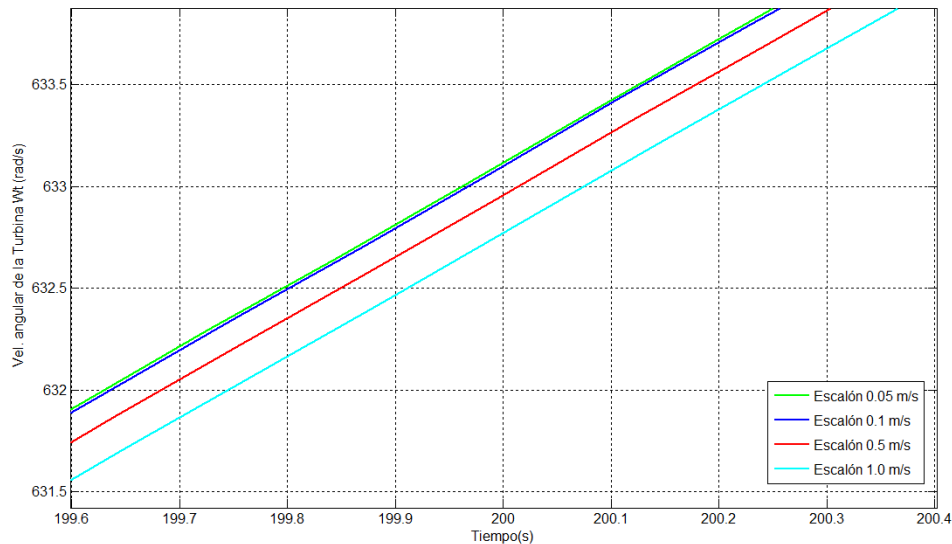


Figura 9.21: Zoom entorno a 200 s de la respuestas entorno a 7 m/s

a 7.56 m/s. Sin embargo vale destacar que al estudiar la respuesta del sistema real funcionando a 6 m/s y aplicar un escalón de 1.56 m/s se obtuvo una respuesta inestable.

Podemos concluir entonces que el rango de velocidades de validez del control de potencia corresponde a puntos de operación de entre 3 m/s y 6 m/s y a partir de allí aplicar escalones de entrada de forma tal que la velocidad final no supere los 7.55 m/s.

9.10. Validación del Modelo

A modo de resumen, a lo largo de este capítulo, se diseñó y modeló cada bloque que compone al sistema en estudio para finalmente obtener un modelado completo del sistema. Por otro lado también se diseñó el controlador que se usará para efectuar el control de poten-

cia. Dicho controlador fue diseñado analizando el lugar de las raíces del sistema para obtener el juego de parámetros que mejor responda. Finalmente se implementó tanto un modelo en Simulink del sistema real como también se halló la transferencia del sistema linealizado, tras haber linealizado los bloques no lineales del mismo (MI y turbina).

En la presente sección, se buscará validar el modelo obtenido para lo que se contrastarán las respuestas en pequeña señal del sistema real con las respuestas del sistema linealizado. Para ello se realizarán diversas pruebas entorno a distintos puntos de funcionamiento y diversas amplitudes de escalones de entrada. A continuación se presentan las respuestas obtenidas a las pruebas realizadas.

• Funcionando a 4 m/s

En las fig. 9.22 (a), (b), (c) y (d) se presenta la comparación entre el sistema real y el sistema linealizado para distintas amplitudes de escalones de entrada estando inicialmente el sistema funcionando con una velocidad del viento de 4 m/s.

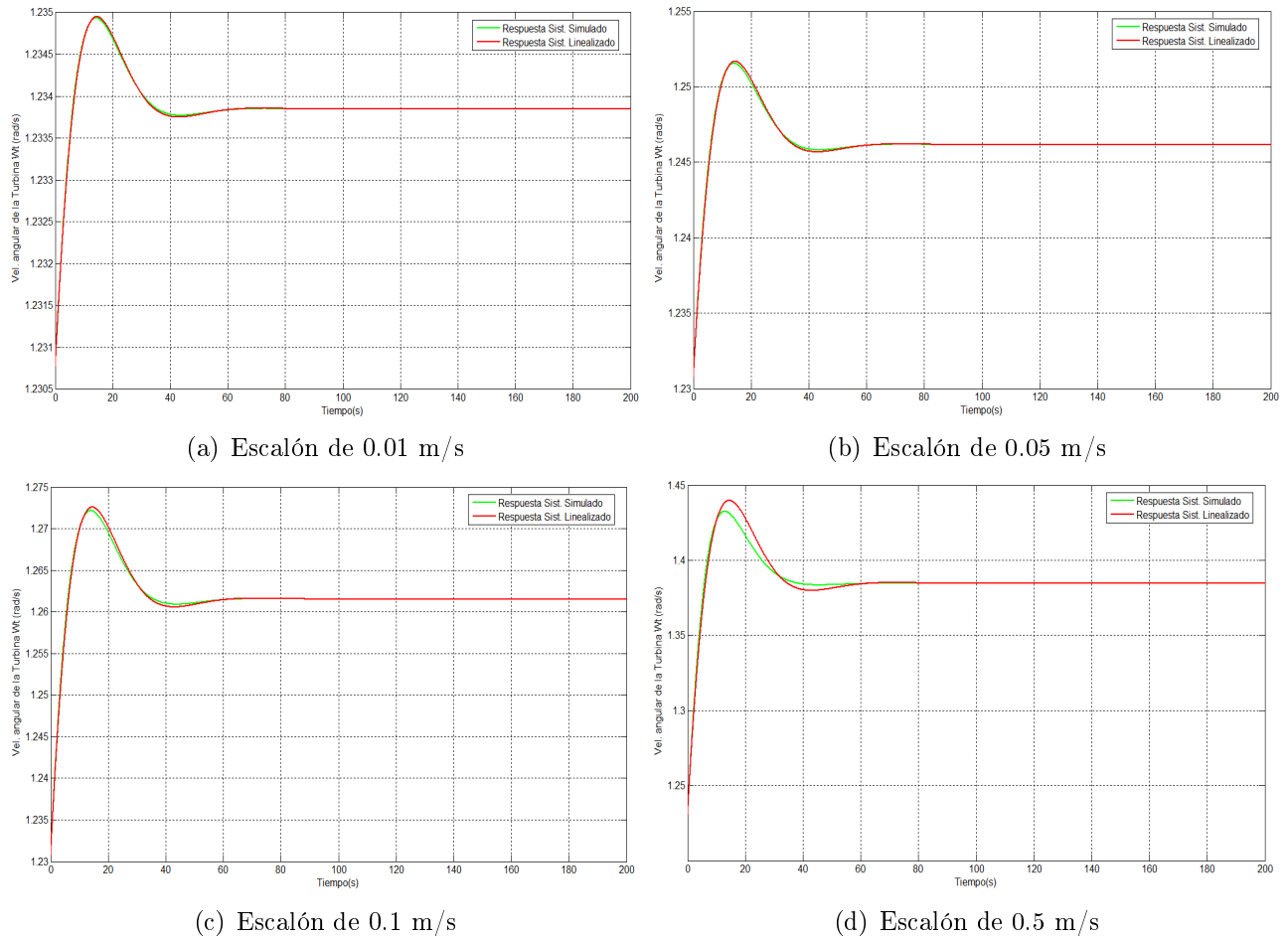


Figura 9.22: Comparación entre el sistema real y el sistema linealizado.

A partir de dicho contraste, en el cual se observa que a menor amplitud de los escalones de entrada los apartamientos entre ambas respuestas son menores, cuestión que era de esperar ya que el sistema lineal vale para pequeños apartamientos de la posición de equilibrio, se puede

concluir que el modelo desarrollado es válido ya que la respuesta del sistema lineal concuerda claramente con la respuesta en pequeña señal del sistema real.

De todas formas se seguirá contrastando las respuestas del sistema lineal con las respuestas del sistema real para otros puntos de equilibrio, de forma de poder confirmar que el sistema es válido en todo el rango de velocidades de interés, es decir en el rango de velocidades que el sistema es estable.

• Funcionando a 5 m/s

Ahora se trabaja con el sistema funcionando a 5 m/s y a partir de allí se aplican diversos escalones en la entrada de viento de distintas amplitudes. La comparación entre la respuesta del sistema real en pequeña señal con la respuesta del sistema linealizado, se presentan en la fig. 9.23 (a), (b), (c) y (d) y nuevamente se verifica que ambas respuestas concuerdan, validando el modelo. Además se vuelve a observar como era de esperar que a medida que aumenta la amplitud del escalón de entrada de viento, se separan más las respuestas.

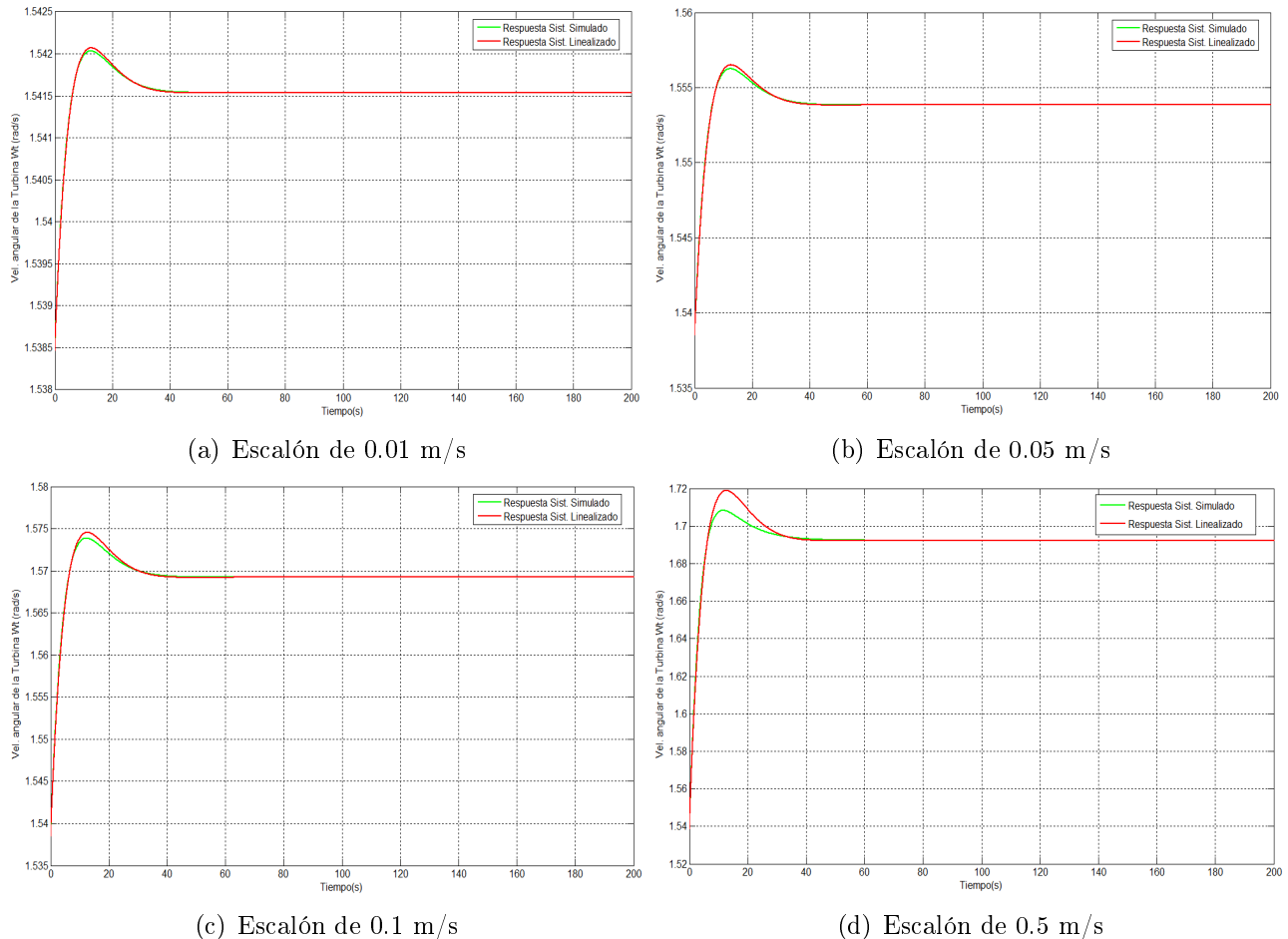
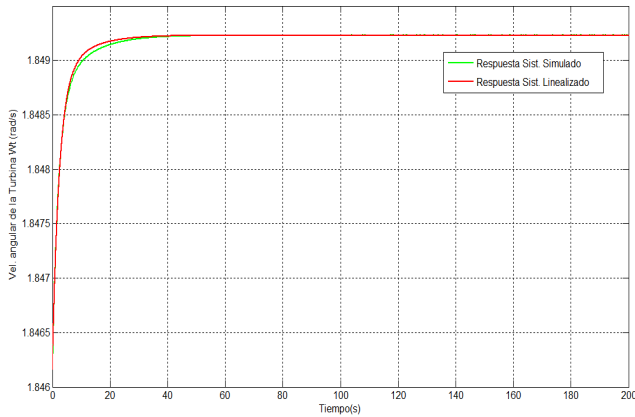


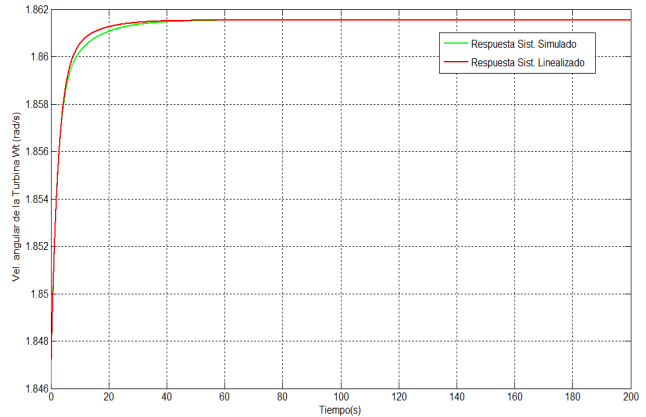
Figura 9.23: Comparación entre el sistema real y el sistema linealizado.

• Funcionando a 6 m/s

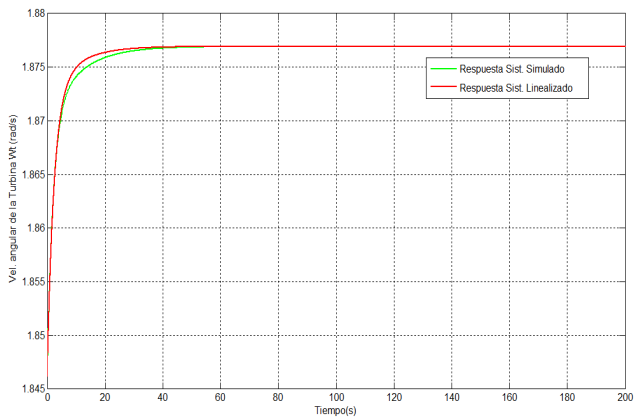
Finalmente se trabaja con el sistema funcionando a 6 m/s y a partir de este punto de funcionamiento se aplican diversos escalones en la entrada de viento de distintas amplitudes. La comparación entre la respuesta del sistema real en pequeña señal con la respuesta del sistema linealizado, se presentan en la fig. 9.24 (a), (b), (c) y (d) verificándose nuevamente que ambas respuestas concuerdan y validando por ende el modelo. Otra vez se puede observar como era de esperar que a medida que aumenta la amplitud del escalón de entrada de viento las respuestas se separan más.



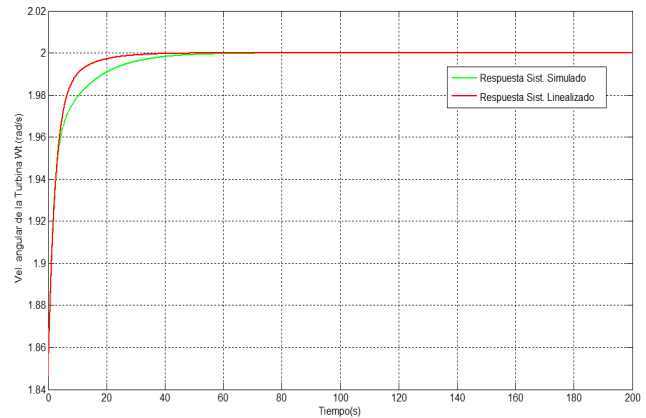
(a) Escalón de 0.01 m/s



(b) Escalón de 0.05 m/s



(c) Escalón de 0.1 m/s



(d) Escalón de 0.5 m/s

Figura 9.24: Comparación entre el sistema real y el sistema linealizado.

Luego de haber comparado las respuestas en pequeña señal del sistema real con las respuestas del sistema linealizado para distintos puntos de operación y verificar que las respuestas de ambos sistemas tiene un comportamiento similar, por lo que se puede decir entonces que el modelo es válido, ya que la validación realizada fue exitosa en todo el rango de velocidades de interés.

9.11. Conclusiones

Las primeras conclusiones y más importantes que se pueden realizar luego del estudio y trabajo realizado a lo largo del presente capítulo, son las siguientes: primero y principal se obtuvo un modelo completo del sistema estudiado en este capítulo, modelando cada uno de sus componentes en bloques y luego linealizando el sistema se obtuvo una transferencia lineal representativa del mismo que finalmente contrastando el sistema real con el sistema linealizado validaron el modelo obtenido; segundo se encontró que esta forma de controlar el sistema y el controlador diseñado son válidos en un rango restringido de velocidades, por lo que para tener control en todo el rango de velocidades deseadas será necesario desarrollar otro tipo de control lo cual será estudiado en capítulos posteriores.

Por otro lado, este controlador fue diseñado con fines académicos y de comprender el comportamiento del sistema y de modelar cada uno de los bloques en cuestión, además se buscó visualizar como influye la potencia rotórica P_2 en el funcionamiento del sistema y de poder tener una idea de los rangos de variación de dicha potencia. Pero dado que el control diseñado no es válido para todo el rango de velocidades de interés y dado que el control de potencia desarrollado durante este capítulo no es un control realista desde el punto de vista de la MI y de las variables que se pueden manejar y controlar en una MI se procederá en capítulos siguientes a desarrollar controles de par y controles de par y corriente. Estos últimos son más realistas, sobretodo desde el punto de vista de las limitantes de corriente y de par de la MI que son variables que se pueden limitar a valores deseados.

Finalmente a modo de resumen, se puede decir que a lo largo de este capítulo se obtuvieron las ecuaciones y se modelaron cada uno de los bloques intervinientes en el sistema, modelos que serán reutilizados más adelante en capítulos y estudios posteriores. Se halló una transferencia lineal en lazo cerrado del sistema, la cual fue contrastada con la respuesta en pequeña señal del modelo real implementado en Simulink, validando de esta forma el modelo obtenido. Luego se estudió la respuesta del sistema funcionando en distintos puntos de operación y se estudió el lugar de las raíces del sistema linealizado con el fin de diseñar el mejor controlador posible y encontrar el rango de velocidades de validez del modelo.

Capítulo 10

Control de Par

10.1. Introducción

En este capítulo se muestra una estrategia de control también para velocidades bajas, diferente a la desarrollada anteriormente. La idea es que el controlador indique el par que el generador debe ejercer a fin de trabajar en el punto de funcionamiento óptimo. La diferencia con el control de potencia, visto previamente, es que el controlador indicaba la potencia rotórica que debía intercambiar la máquina para lograr el cometido propuesto. Esta nueva estrategia es mucho más acertada que la anterior, donde queda claro explícitamente cuál es el par que debe ejercer el generador. El control desarrollado en este capítulo será el definitivo para la zona de velocidades bajas, continuando en capítulos posteriores con la sofisticación del modelo para velocidades medias y altas.

En el correr del capítulo se observarán las distintas etapas de diseño que se atravesaron para desarrollar la estrategia de control en cuestión que se pueden resumir en los siguientes items:

- Modelado del sistema.
- Implementación del modelo en *Simulink*, para el estudio del sistema no linealizado.
- Diseño del controlador mediante la linealización del sistema.
- Determinación de parámetros óptimos mediante la utilización de *Root Locus* y la respuesta del sistema ante un escalón de entrada.
- Simulaciones del funcionamiento del sistema no linealizado.
- Validación del sistema linealizado frente al sistema simulado en *Simulink*.

10.2. Modelo del sistema

El modelo del sistema para implementar esta estrategia de control es más sencillo que para el caso del control de potencia dado que la señal de par a la salida del controlador estudiado en el capítulo anterior va directamente al engranaje. Esto permite entre otras cosas evitar una *no linealidad* al sistema que estaba dada por el bloque correspondiente a la máquina

de inducción. La idea es realizar esta simplificación a la hora del diseño del controlador, para luego volver a agregar el modelo de la máquina de forma tal de poder limitar corrientes, como se verá en el próximo capítulo. En la fig. 10.1 se puede ver el correspondiente modelo.

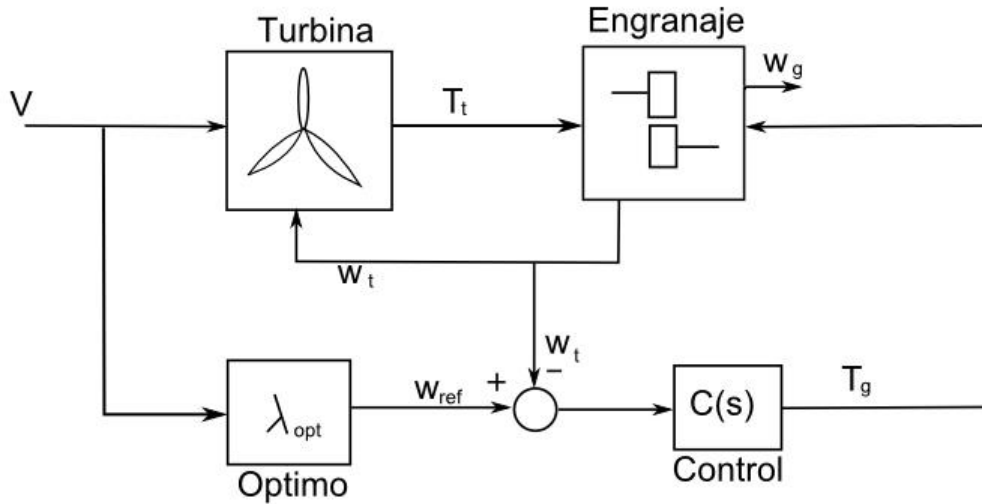


Figura 10.1: Diagrama de bloques del sistema

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente lo único que se re-diseña es el controlador y el resto de los bloques siguen manteniendo la misma estructura vista en el Capítulo 9.

10.3. Diseño del controlador

El criterio de diseño del controlador es exactamente análogo al utilizado en el caso de control de potencia, la idea es utilizar las estrategias de control lineal ya desarrolladas en el capítulo anterior. La parte *no lineal* del sistema viene dada por la expresión del par de la turbina en función de la velocidad del viento, esta linealización ya fue desarrollada anteriormente por lo que no es necesario repetir dicho análisis.

A la hora de diseñar el controlador se volvió a utilizar la estructura de un controlador proporcional integral:

$$C(s) = K_1 + \frac{K_2}{s} \quad (10.1)$$

La principal diferencia es que en este caso el controlador recibe un error de velocidades angulares (entre ω_t y ω_{ref}) pero tendrá que devolver el par que deberá ejercer el generador (denominado como T_g), de manera de anular dicho error en velocidades angulares, ver 10.2.

$$error = \omega_{ref} - \omega_t \quad (10.2)$$

El par que deberá ejercer el generador está dado por 10.3.

$$T_g(s) = \left(K_1 + \frac{K_2}{s} \right) e(s) \quad (10.3)$$

Se ha optado por un controlador PI por la misma razón que en el control de potencia, ya que se busca una relación proporcional entre la velocidad del generador ω_g y la velocidad del viento v . Por lo tanto es necesario obtener un sistema *tipo cero*, para lo que se debe introducir un polo en el origen al sistema, de esto surge la utilización de un controlador PI.

10.3.1. Referencia

Al igual que en el capítulo de control de potencia, la referencia esta dada por 10.4. Vale recordar que el valor λ_{opt} determina el óptimo punto de funcionamiento de la turbina de manera de extraer la máxima potencia mecánica.

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt}}{R} v \quad (10.4)$$

10.4. Modelo de Simulink

En principio se ha modelado cada bloque que conforma el sistema total. Luego obtenido el modelo del sistema conformado por todos los bloques, al igual que en el control de potencia fueron implementados con la herramienta Simulink de Matlab, la cual se utilizará para realizar las simulaciones del sistema para estudiar su comportamiento.

En la fig. 10.2 se presenta el modelo del simulador, donde se encuentran todos los bloques que modelan todos los elementos que componen el sistema, estos bloques se encuentran explicados en el Capítulo 9, en el que se estudió el control de potencia. El bloque indicado con el nombre de **Modelo Aerodinámico** corresponde a la turbina eólica, el de **Referencia** proporciona la velocidad angular a la que debería girar la turbina para una velocidad de viento determinada, el bloque que presenta una transferencia $\frac{1}{30s+1}$ cumple la función de un **Soft-starter**⁽¹⁾, con el fin de que ante un escalón de entrada proporcione un retardo logrando que el sistema no tenga una gran fatiga mecánica. El bloque **Controlador** implementa el controlador PI a diseñar, el bloque **Gain** proporciona la relación de velocidades de la caja multiplicadora. Por último el sistema dinámico del engranaje se representa en el bloque de variables de estado **State-Space**.

En la siguiente sección se determinará la transferencia del lazo cerrado del sistema, para ello fue necesario linealizar los bloques no lineales que componen el sistema. Luego será necesario validar este sistema linealizado, para ello se comparará las respuesta del sistema simulado con el sistema linealizado.

10.5. Transferencia en lazo cerrado del sistema

Para poder diseñar el controlador utilizando todas las herramientas disponibles de control lineal, antes que nada se debe linealizar el sistema. Como segundo paso se determinará la transferencia del sistema en lazo cerrado para luego utilizando todas las herramientas de control lineal se pueda ajustar los parámetros K_1 y K_2 del controlador a diseñar.

⁽¹⁾Soft-starter: arranque suave. Es básicamente un retardo en el tiempo

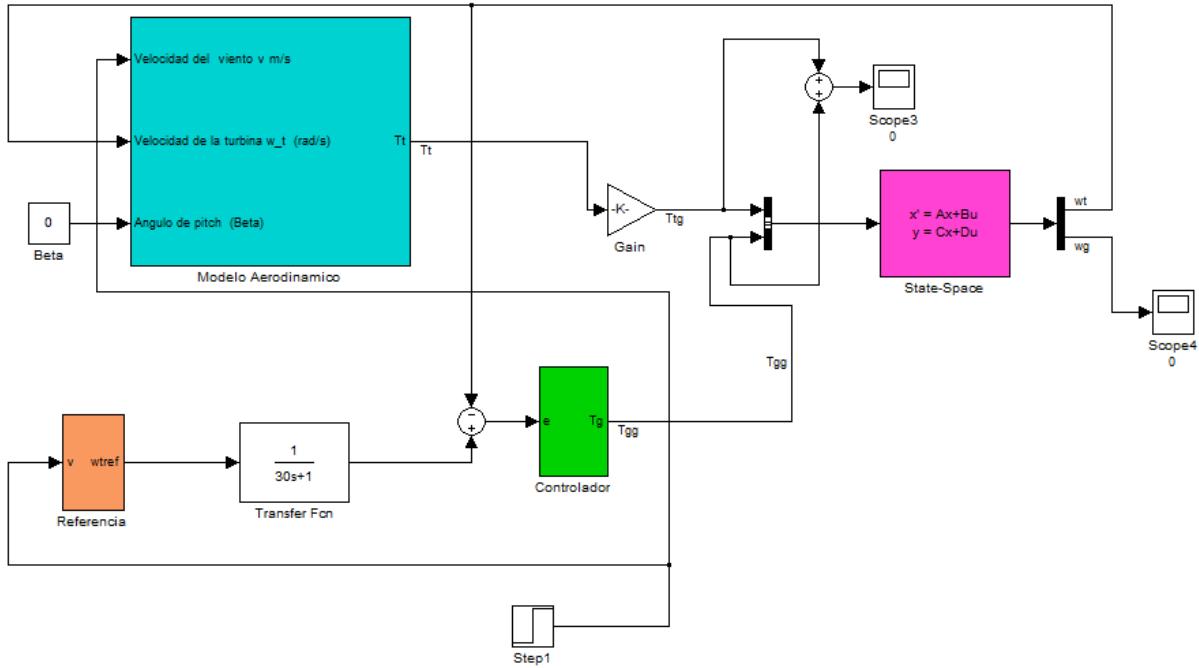


Figura 10.2: Modelo en Simulink del sistema con control de par

El sistema recibe como entrada la velocidad del viento v , y como salida se tiene la velocidad angular de la turbina ω_t . El objetivo del control es que la velocidad angular de la turbina ω_t siga el valor de referencia, denominado como ω_{ref} , de manera de que el sistema siempre se encuentre en el punto de máxima potencia mecánica extraída del viento para una determinada magnitud del mismo. En resumen se desea es que se cumpla 10.5.

$$H(s) = \frac{\omega_t(s)}{v(s)} \simeq \frac{\omega_{ref}}{v} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \quad (10.5)$$

Para determinar la transferencia del lazo cerrado se parte del siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\hat{T}_t^{(g)} = \frac{B_1}{a^2} \hat{\omega}_t + \frac{B_2}{a} \hat{v} \quad (10.6)$$

$$\begin{cases} J_t \dot{\hat{\omega}}_t = T_t - K(\delta_t - \delta_g) - D(\hat{\omega}_t - \hat{\omega}_g) \\ J_g \dot{\hat{\omega}}_g = T_g - K(\delta_g - \delta_t) - D(\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t) \end{cases} \quad (10.7)$$

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt}}{R} v \quad (10.7)$$

$$C(s) = K_1 + \frac{K_2}{s} \quad (10.8)$$

$$H(s) = \frac{\omega_t(s)}{v(s)} \quad (10.9)$$

Derivando y pasando a *Laplace* la ecuación dinámica de la turbina se tiene 10.10.

$$J_t s^2 \hat{\omega}_t = sT_t - K\hat{\omega}_t - Ds\hat{\omega}_t + (Ds + K)\hat{\omega}_g \quad (10.10)$$

Una vez determinadas las ecuaciones del sistema, se realizan las cuentas pertinentes con el cometido final de obtener la transferencia 10.9 del sistema.

$$\begin{cases} J_t s^2 \hat{\omega}_t = sT_t - K\hat{\omega}_t - Ds\hat{\omega}_t + (Ds + K)\hat{\omega}_g \\ T_g = C(s) \left[\frac{\lambda}{R} \hat{v} - \frac{\hat{\omega}_t}{a} \right] \\ C(s) = K_1 + \frac{K_2}{s} \end{cases}$$

$$J_t s^2 \hat{\omega}_t = s \left[\frac{B_1}{a^2} \hat{\omega}_t + \frac{B_2}{a} \hat{v} \right] - (K + Ds)\hat{\omega}_t + (Ds + K) \left[\frac{(Ds + K)\hat{\omega}_t + C(s) \left[\omega_{ref} - \frac{\hat{\omega}_t}{a} \right] s}{J_g s^2 + Ds + K} \right] \quad (10.11)$$

$$\begin{aligned} (J_g s^2 + Ds + K) J_t s^2 \hat{\omega}_t &= (J_g s^2 + Ds + K) s \left[\frac{B_1}{a^2} \hat{\omega}_t + \frac{B_2}{a} \hat{v} \right] - (J_g s^2 + Ds + K)(K + Ds)\hat{\omega}_t \\ &\quad + (Ds + K)^2 \hat{\omega}_t + (K_1 s + K_2) \left[\omega_{ref} - \frac{\hat{\omega}_t}{a} \right] (Ds + K) \quad (10.12) \end{aligned}$$

Operando y agrupando en ω_t y v se tiene 10.13.

$$\begin{aligned} \left[J_g J_t s^4 + D J_t s^3 + K J_t s^2 - (J_g s^3 + Ds^2 + Ks) \frac{B_1}{a^2} + J_g (K + Ds) s^2 + (Ds + K) \frac{K_1 s + K_2}{a} \right] \hat{\omega}_t = \\ \left[\frac{B_2}{a} (J_g s^3 + Ds^2 + Ks) + \frac{(Ds + K)(K_1 s + K_2) \lambda_{opt}}{R} \right] \hat{v} \quad (10.13) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \left[J_g J_t s^4 + (D J_t + D J_g - \frac{B_1}{a^2} J_g) s^3 + (K J_t + K J_g + \frac{D K_1}{a} - \frac{D B_1}{a^2}) s^2 + \left(\frac{K K_1}{a} + \frac{D K_2}{a} - \frac{B_1 K}{a^2} \right) s \right. \\ \left. + \frac{K K_2}{a} \right] \hat{\omega}_t = \left[\frac{B_2}{a} J_g s^3 + \left(\frac{B_2 D}{a} + \frac{D K_1 \lambda_{opt}}{R} \right) s^2 + \left(\frac{B_2 K}{a} + \frac{K K_1 \lambda_{opt}}{R} + \frac{D K_2 \lambda_{opt}}{R} \right) s + \frac{K K_2 \lambda_{opt}}{R} \right] \hat{v} \quad (10.14) \end{aligned}$$

Luego despejando se obtiene la transferencia del sistema $H(s)$, la cual queda determinada por 10.15.

$$H(s) = \frac{\omega_t(s)}{v(s)} \implies$$

$$H(s) = \frac{\frac{B_2}{a} J_g s^3 + \left(\frac{B_2 D}{a} + \frac{D K_1 \lambda_{opt}}{R} \right) s^2 + \left(\frac{B_2 K}{a} + \frac{K K_1 \lambda_{opt}}{R} + \frac{D K_2 \lambda_{opt}}{R} \right) s + \frac{K K_2 \lambda_{opt}}{R}}{J_g J_t s^4 + (D J_t + D J_g - \frac{B_1}{a^2} J_g) s^3 + (K J_t + K J_g + \frac{D K_1}{a} - \frac{D B_1}{a^2}) s^2 + \left(\frac{K K_1}{a} + \frac{D K_2}{a} - \frac{B_1 K}{a^2} \right) s + \frac{K K_2}{a}} \quad (10.15)$$

Una vez determinada la transferencia del sistema, se está en condición de realizar un estudio del lugar de las raíces del lazo cerrado para determinar las condiciones que deben cumplir los parámetros del controlador para que el sistema controlado se comporte de manera óptima ante variaciones de la velocidad del viento.

Para el diseño del controlador es de suma importancia probar su desempeño para distintos puntos de operación en todo el rango de interés, el cual se ha denominado como rango de velocidades bajas y se encuentra determinado entre una velocidad de viento de 3 m/s y 8 m/s, por lo tanto este controlador se debe comportar de manera deseada para todo punto de equilibrio dentro del entorno anteriormente mencionado. Por otro lado en caso de no encontrar un controlador único adecuado para todo este rango se puede optar por utilizar distintos controladores para distintos rangos de velocidades⁽²⁾.

10.6. Respuesta del sistema a una entrada tipo escalón

Es de suma importancia a la hora de comprobar si la performance del controlador es satisfactoria, verificar que se cumpla que el error asintótico frente a una entrada tipo escalón sea constante, ya que como se ha mencionado anteriormente se desea que este sea constante. Partiendo de un controlador PI y de una entrada tipo escalón se tiene que:

$$\begin{cases} C(s) = K_1 + \frac{K_2}{s} \\ v(s) = \frac{V}{s} \end{cases}$$

Para determinar la respuesta del sistema ante un escalón como entrada, se utiliza el Teorema del Valor Final:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \omega_t(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot H(s) \frac{V}{s}$$

Se tiene entonces 10.16:

$$\lim_{s \rightarrow 0} \frac{\hat{\omega}_t^{(g)}}{V} = \frac{\frac{B_2}{a} J_g s^3 + (\frac{B_2 D}{a} + \frac{D K_1 \lambda_{opt}}{R}) s^2 + (\frac{B_2 K}{a} + \frac{K K_1 \lambda_{opt}}{R} + \frac{D K_2 \lambda_{opt}}{R}) s + \frac{K K_2 \lambda_{opt}}{R}}{J_g J_t s^4 + (D J_t + D J_g - \frac{B_1}{a^2} J_g) s^3 + (K J_t + K J_g + \frac{D K_1}{a} - \frac{D B_1}{a^2}) s^2 + (\frac{K K_1}{a} + \frac{D K_2}{a} - \frac{B_1 K}{a^2}) s + \frac{K K_2}{a}} \quad (10.16)$$

$$\implies \lim_{t \rightarrow \infty} \hat{\omega}_t^{(g)}(t) = \frac{a \cdot V \cdot \lambda_{opt}}{R} = a \cdot \omega_{ref}$$

siendo $\omega_{ref} = \frac{V \cdot \lambda_{opt}}{R}$.

⁽²⁾Método de *Gain Scheduling*

Se verificó que el error asintótico ante una entrada de tipo de escalón es una constante independiente de los parámetros K_1 y K_2 del controlador. Se verifica que la velocidad del viento v y la velocidad del generador ω_g difieren por una constante de proporcionalidad a .

Una vez verificado el error asintótico basta con ajustar los parámetros del controlador de manera de tener el menor sobretiro posible así como también un pequeño tiempo de respuesta para lograr un diseño satisfactorio del controlador. Para finalizar el diseño, una vez obtenida la transferencia del sistema en lazo cerrado, se realizó un estudio exhaustivo del lugar de las raíces para luego estar en condiciones de hilar más fino analizando la respuesta escalón del sistema, y finalmente obtener los parámetros óptimos del controlador.

10.7. Estudio del lugar de la raíces

Para poder realizar el estudio del lugar de las raíces para encontrar las condiciones que deben cumplir los parámetros del controlador de manera que el sistema sea estable, se debe conocer la transferencia del lazo abierto del sistema. Pero debido a la topología del sistema a controlar, solo se cuenta con la transferencia en lazo cerrado, por lo cual tal como fue hecho para el caso del control de potencia, gracias al uso de la denominada *Golden Rule*⁽³⁾ se puede llegar a una expresión que permite realizar el estudio del lugar de las raíces.

En primera instancia para realizar el estudio del lugar de las raíces se dejó el parámetro K_2 fijo. Luego se fijó el parámetro K_1 y se estudió como afecta la variación de K_2 . Por último se procedió a un estudio de la respuesta ante un escalón del sistema de modo de afinar lo más posible los parámetros del controlador, de forma de obtener la respuesta más rápida y el menor sobretiro que se pueda y considerando un margen de estabilidad de manera de poder realizar un holgado control.

10.7.1. Estudio con el parámetro K_2 fijo

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$

En la fig. 10.3 se aprecia que existen dos ramas que llevan a la inestabilidad el sistema, estos polos complejos del lazo cerrado tienen una parte imaginaria de $\pm 15j$ y para un valor de $K_1 > 2000$ el sistema pasa a ser inestable. Por otro lado realizando una ampliación en cercanías del origen, fig. 10.4, se observa que hay dos ramas del lugar geométrico positivo que no inciden en términos de estabilidad, ya que presentaría un polo del lazo cerrado en el origen para un $K_1 = \infty$.

Considerando un criterio holgado de estabilidad se considera un valor del parámetro K_1 , tal que cumpla que:

$$K_1 \leq 2000$$

⁽³⁾ Ver apéndice H

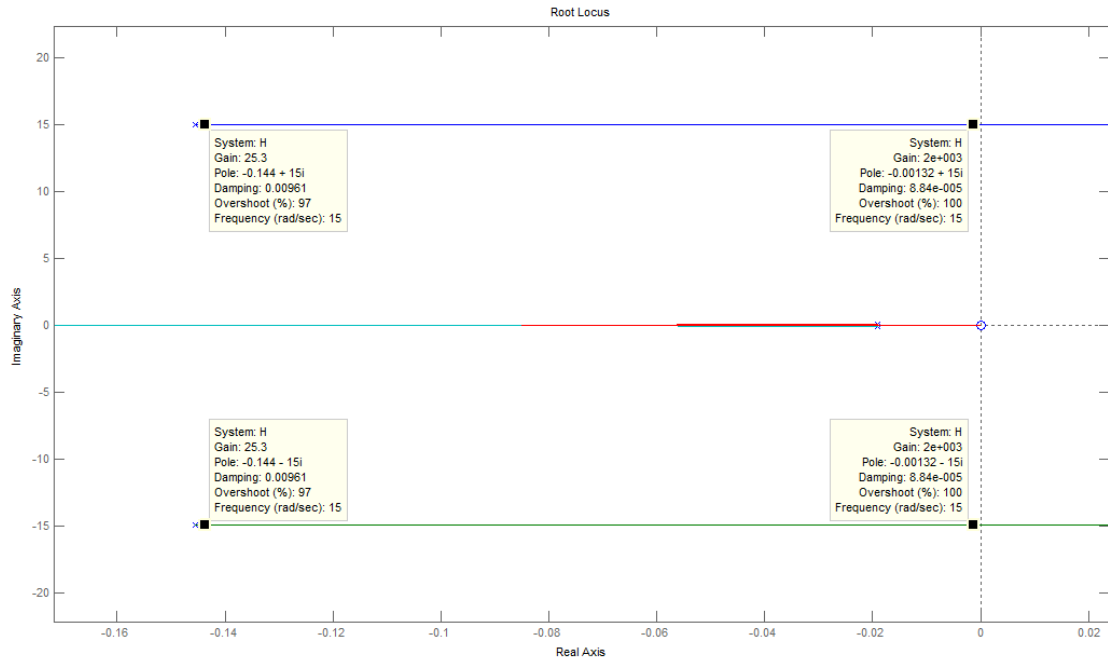


Figura 10.3: Lugar de las raíces para $v = 3 \text{ m/s}$

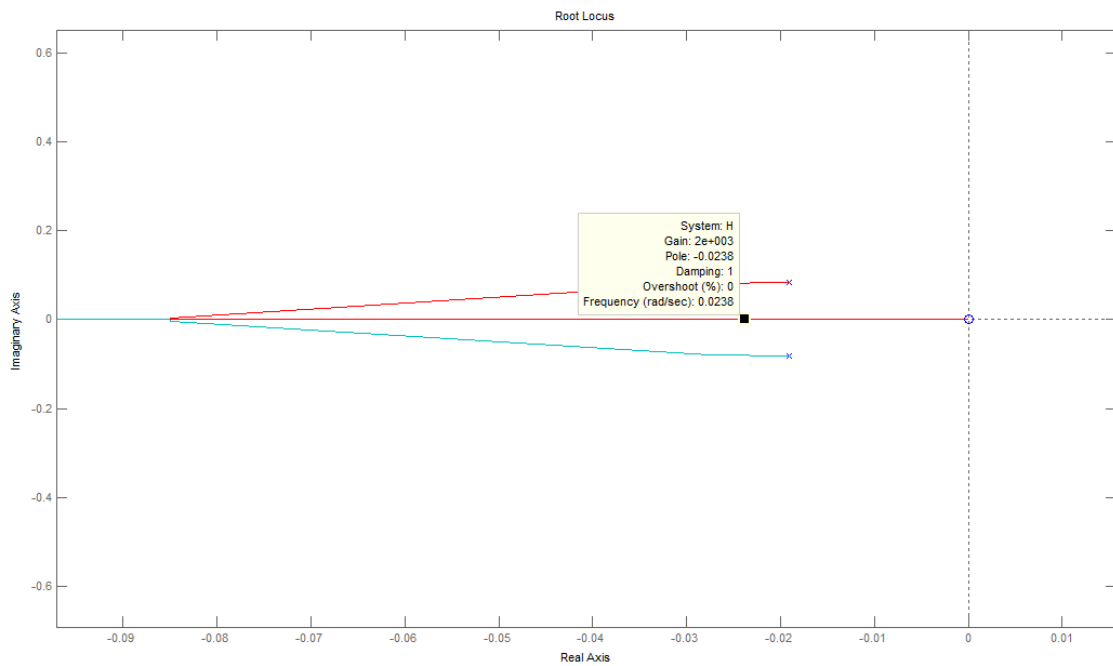


Figura 10.4: Ampliación del lugar de las raíces para $v = 3 \text{ m/s}$

A continuación se presentan el lugar de las raíces del sistema para otros puntos de linealización.

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 4 \text{ m/s}$

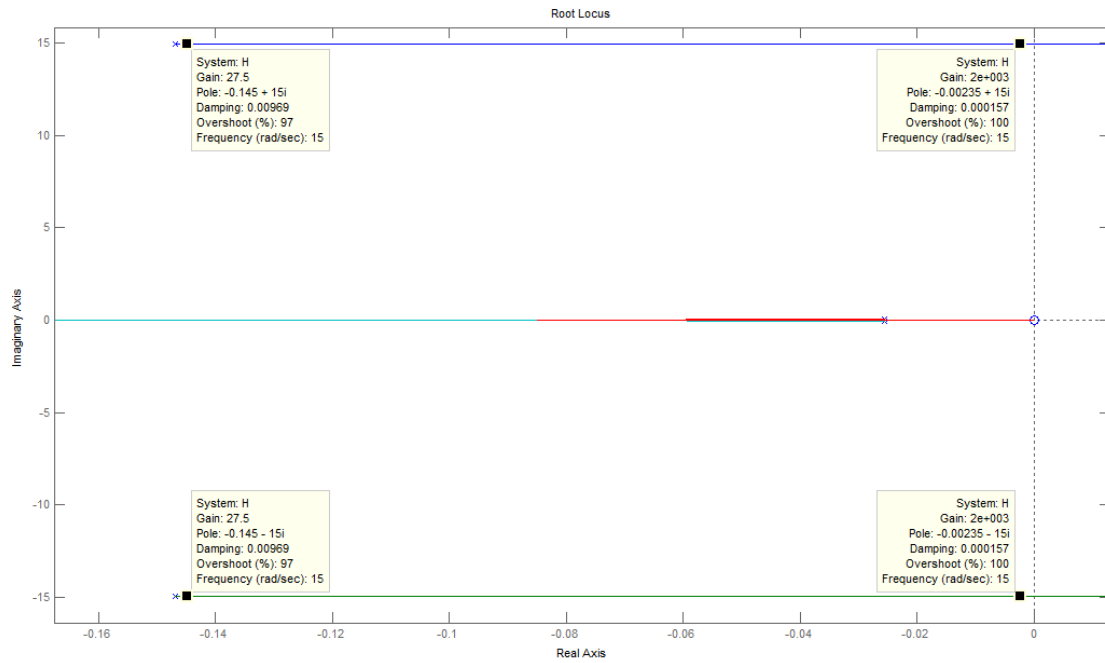


Figura 10.5: Lugar de las raíces para $v = 4 \text{ m/s}$

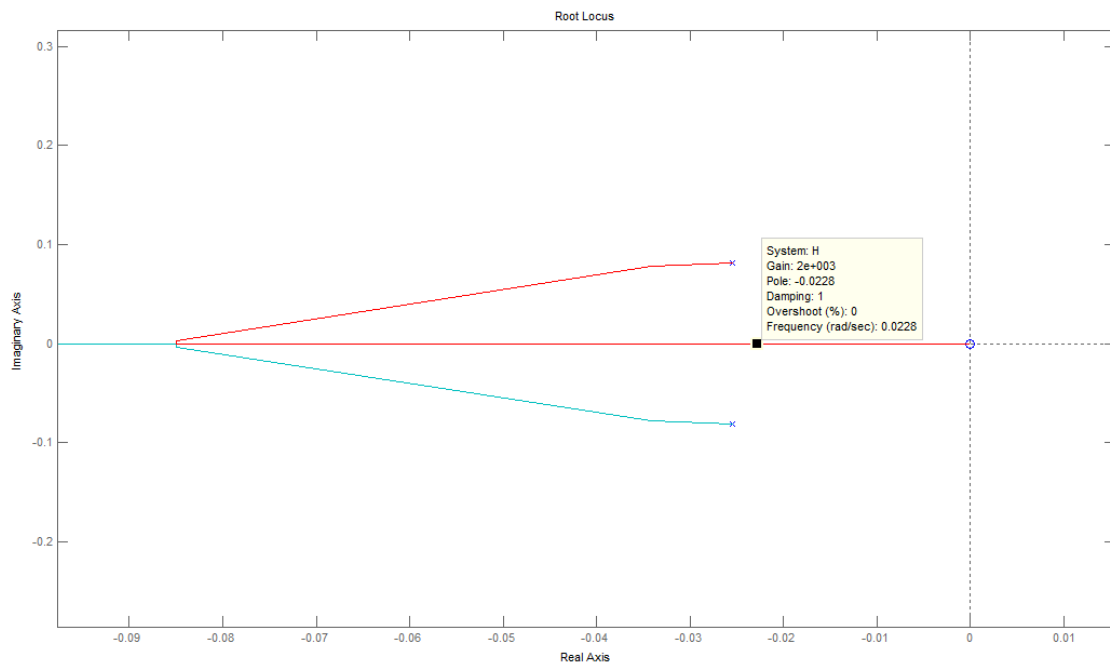


Figura 10.6: Ampliación del lugar de las raíces para $v = 4 \text{ m/s}$

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 5 \text{ m/s}$

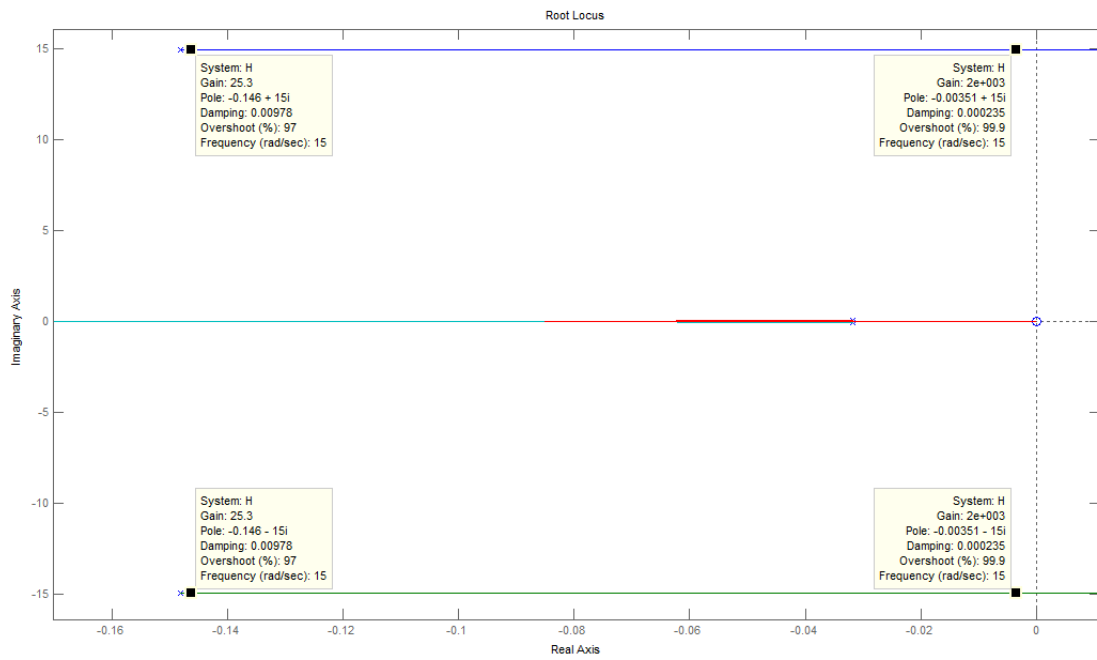


Figura 10.7: Lugar de las raíces para $v = 5 \text{ m/s}$

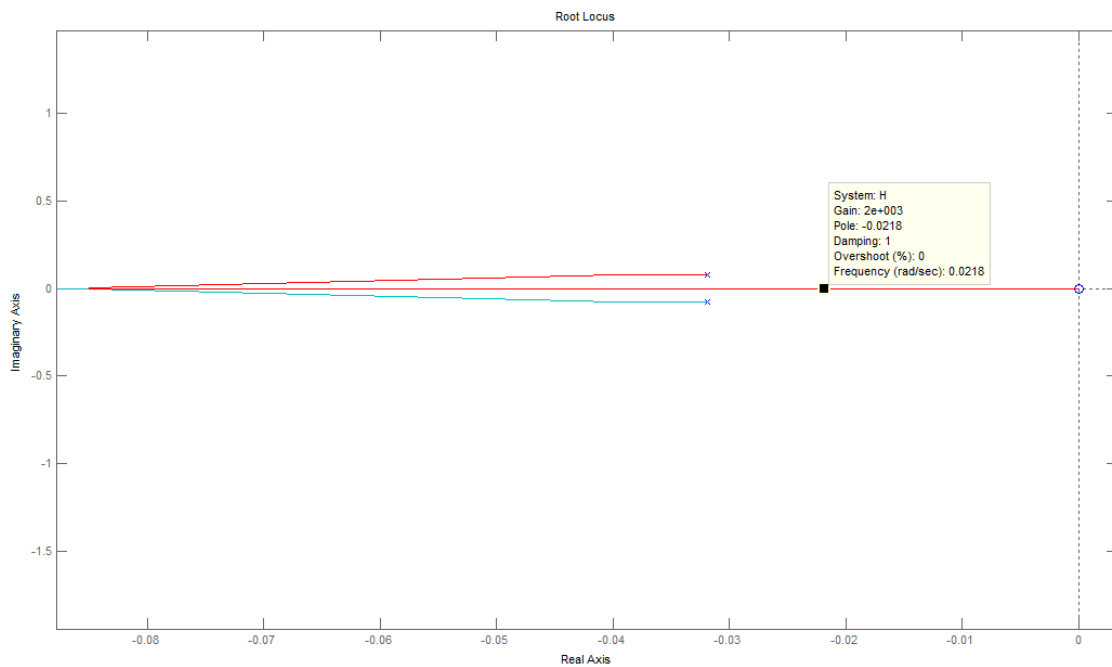


Figura 10.8: Ampliación del lugar de las raíces para $v = 5 \text{ m/s}$

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 6 \text{ m/s}$

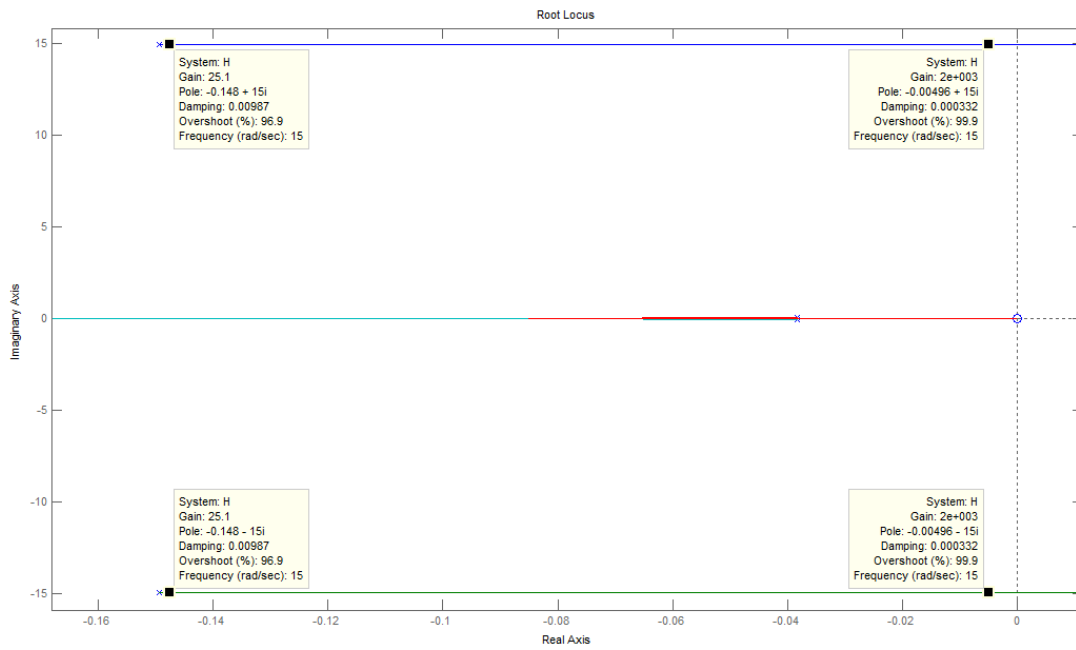


Figura 10.9: Lugar de las raíces para $v = 6 \text{ m/s}$

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 7 \text{ m/s}$

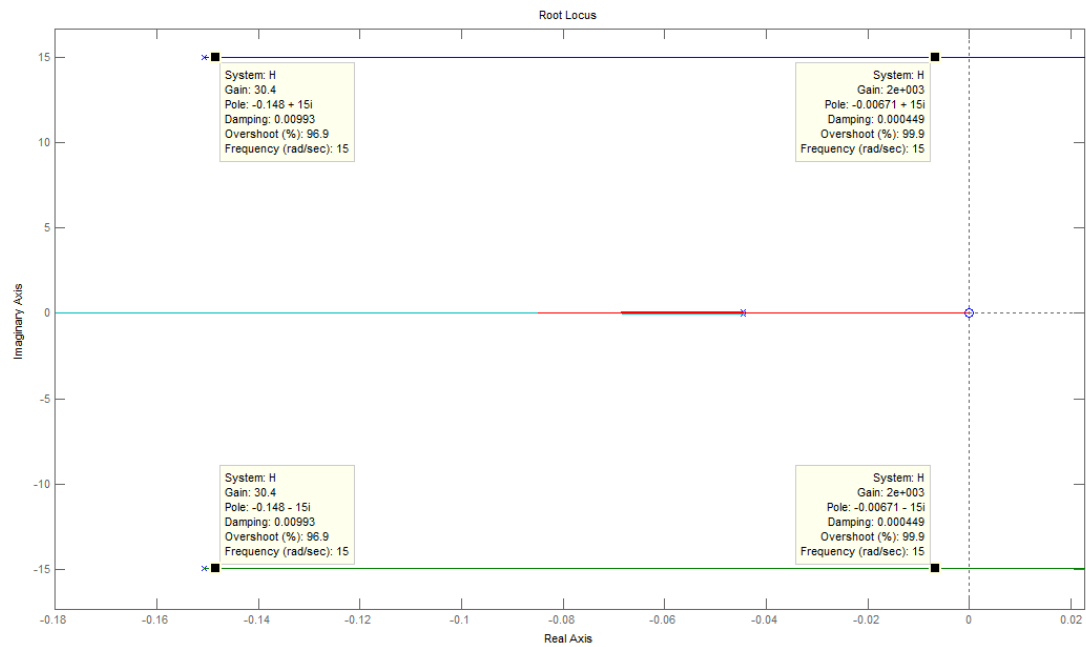


Figura 10.10: Lugar de las raíces para $v = 7 \text{ m/s}$

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 8 \text{ m/s}$

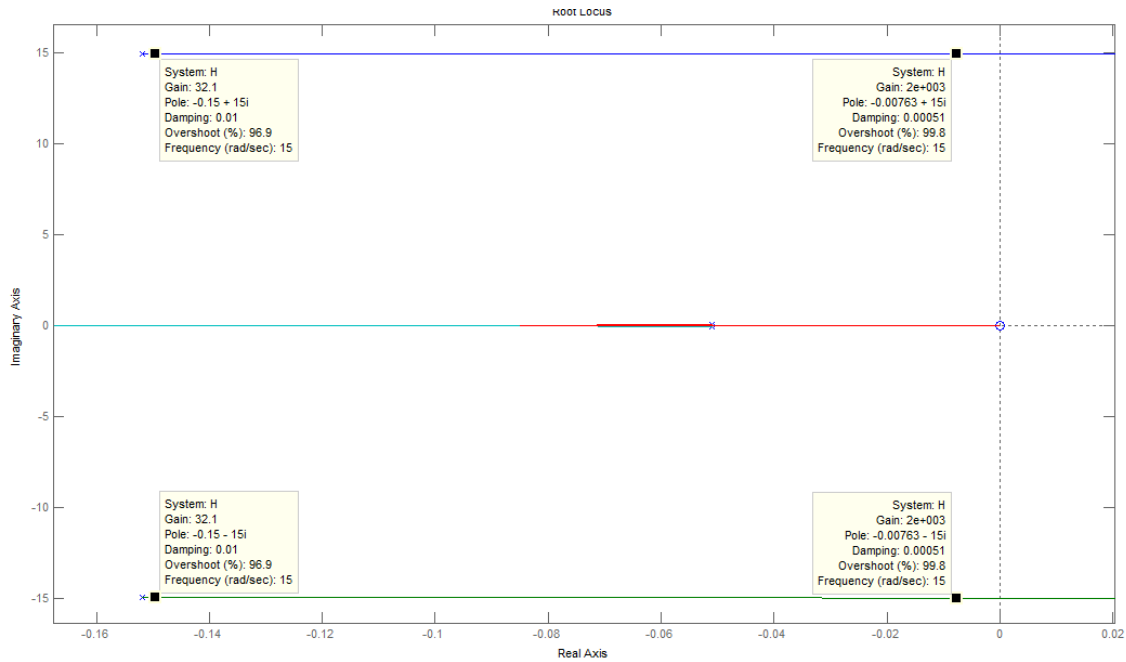


Figura 10.11: Lugar de las raíces para $v = 8 \text{ m/s}$

Como se puede apreciar en todos los lugares de las raíces presentados anteriormente, se valida la condición determinada por el parámetro K_1 , el cual cumple con el criterio de estabilidad para los diferentes puntos linealizados. Vale distinguir que cuanto menor sea el parámetro K_1 el sistema tendrá menos sobretiro, por otro lado se pueden encontrar valores en los cuales se tiene una respuesta mas rápida. Por este motivo mencionado anteriormente, luego de un minucioso estudio de la respuesta del sistema ante un escalón⁽⁴⁾ en la entrada del mismo, se decide considerar un valor de:

$$K_1 = 600$$

10.7.2. Efecto de la variación del parámetro K_2

En esta parte se realiza un estudio de cómo afecta la variación del parámetro K_2 sobre el lugar de las raíces del sistema. Como segundo paso se hará un análisis de la respuesta al escalón del sistema para distintos valores de K_2 .

A continuación se procede a realizar un Root Locus para visualizar el lugar de las raíces del lazo cerrado del sistema, considerando un valor fijo del parámetro K_1 , cuyo valor es de $K_1 = 600$.

⁽⁴⁾ Ver sección *Estudio de la respuesta al escalón* de este capítulo

Root Locus linealizado entorno a $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$

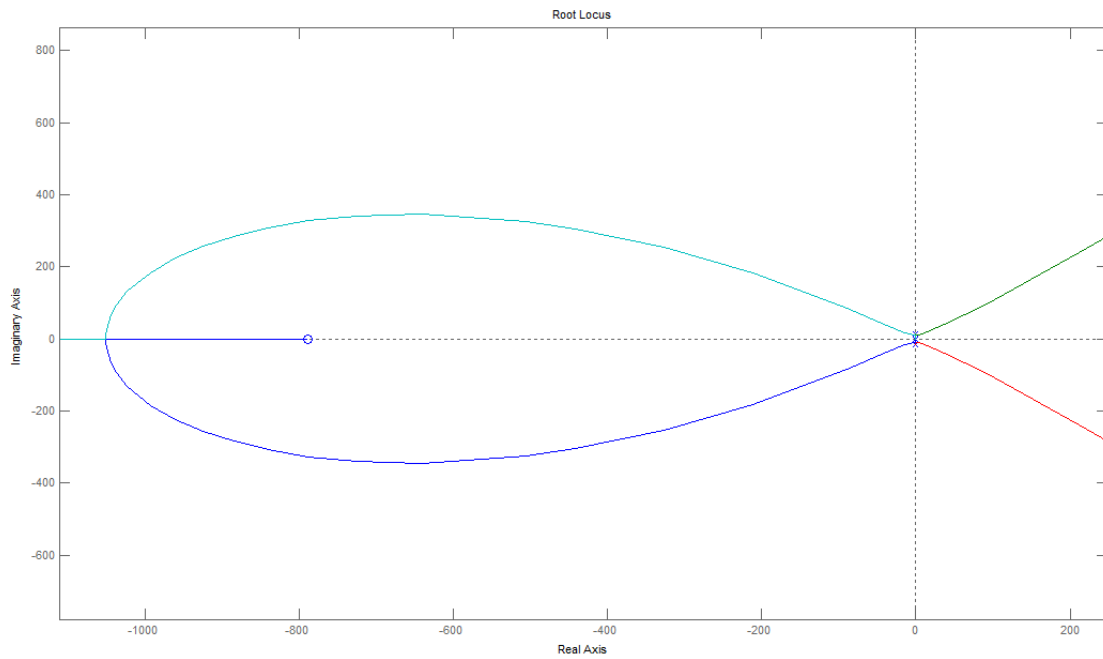


Figura 10.12: Lugar de las raíces para $v = 3 \text{ m/s}$

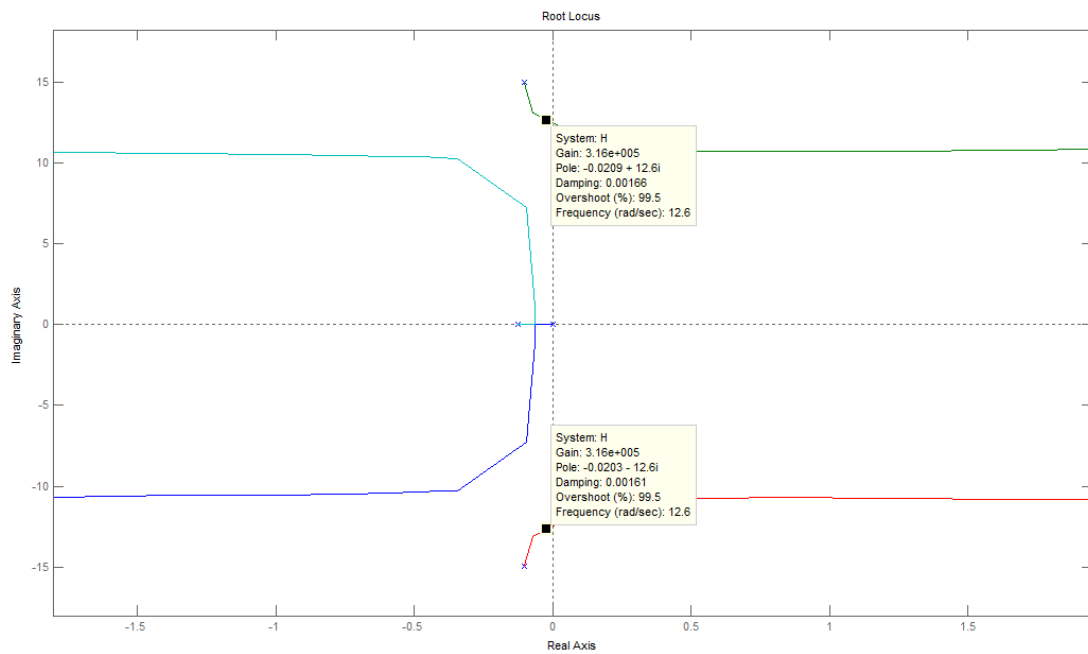


Figura 10.13: Ampliación del lugar de las raíces para $v = 3 \text{ m/s}$

En el lugar de la raíces expuesto en las fig. 10.13, el cual es una ampliación en vecindades del origen de la fig. 10.12, se observan dos ramas que llevan al sistema a la inestabilidad para un valor de $K_2 > 329000$, por lo tanto se debe cumplir que para un $K_1 = 600$ que:

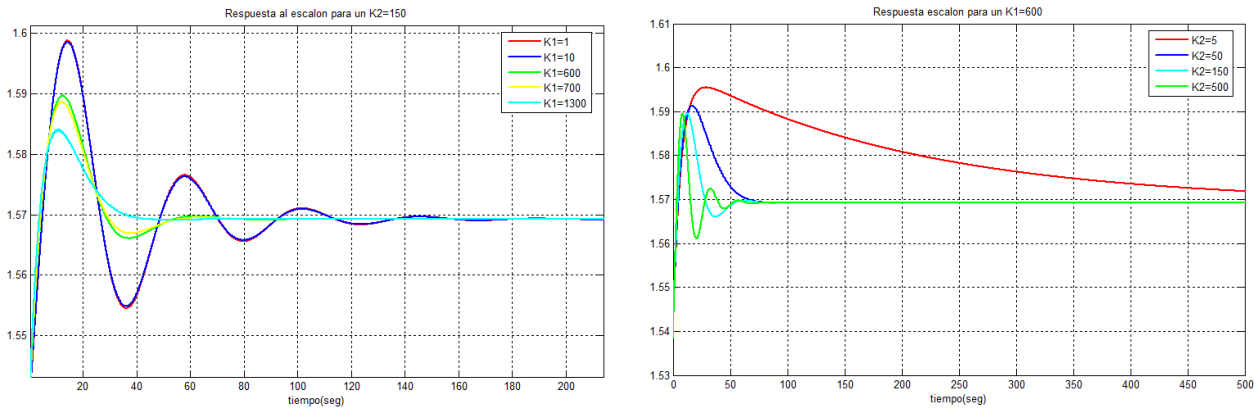
$$K_2 \leq 329000$$

Una vez realizado el análisis del lugar de las raíces de los polos del lazo cerrado para estudiar la estabilidad del sistema, se puede hilar mas fino para lograr una óptima elección de los parámetros del controlador PI seleccionado. Este estudio es realizado observando como responde el sistema ante entradas tipo escalón para distintos valores de K_1 y K_2 , de manera de obtener un juego de parámetros respetando las condiciones de estabilidad obtenidas en los lugares de las raíces.

A continuación se muestra a modo de ejemplo las variaciones en la respuesta del sistema ante un escalón para distintos juegos de parámetros.

10.8. Estudio de la respuesta al escalón

Para un punto de operación de $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$ se realizó un estudio de la respuesta del sistema ante un escalón de manera de encontrar los parámetros del controlador que mejor aproximen a una respuesta óptima del mismo ante una entrada de este tipo. A modo de ejemplo se presenta a continuación las comparaciones mas representativas del estudio realizado.



(a) Respuesta al escalón para $K_2 = 150$

(b) Respuesta al escalón para $K_1 = 600$

Figura 10.14: Estudio de respuesta ante un escalón de entrada.

Por último se presenta en la fig. 10.15 la respuesta del sistema ante un escalón para distintas velocidades del viento, con $K_1 = 600$ y $K_2 = 150$.

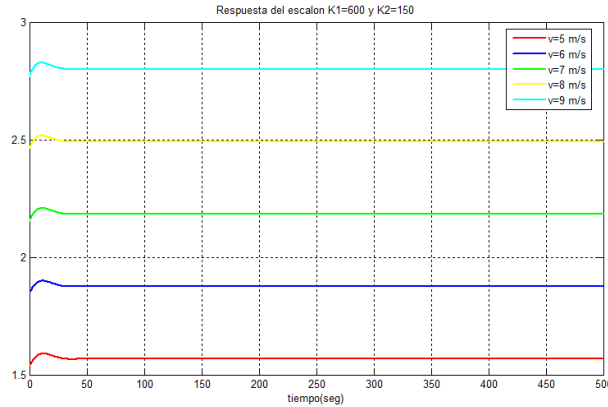


Figura 10.15: Respuesta al escalón para $K_1 = 600$ y $K_2 = 150$

10.9. Elección de los parámetros del controlador

En primera instancia se determinaron las condiciones que deben cumplir los parámetros del controlador a diseñar para que el sistema en lazo cerrado sea estable. Para ello se fijó el parámetro K_2 y se obtuvo la condición $K_1 \leq 2000$, luego se realizó un estudio de como afectaba la variación del parámetro K_2 , fijando con este propósito el parámetro K_1 , obteniéndose la segunda condición $K_2 \leq 329000$.

Finalmente se realizó un estudio de la respuesta del sistema ante un escalón, lo que permitió elegir un juego de parámetros óptimos de manera de tener un control lo mas holgado posible en términos de estabilidad en adición a obtener una respuesta más rápida y con un mínimo sobretiro. Vale mencionar que también que se desea una respuesta lo menos oscilatoria posible.

Como resultado final se decidió realizar el control con el siguiente controlador proporcional integral:

$$C(s) = 600 + \frac{150}{s}$$

10.10. Rango de operación estable del sistema linealizado

Para determinar si el sistema es estable en el rango de interés, se realizó un estudio sobre el lugar de las raíces del sistema en lazo cerrado con el fin de analizar si existe una limitación en términos de estabilidad para algún punto de linealización de interés. Este rango está comprendido para velocidades de viento entre 3 m/s hasta 8 m/s, ya que se considera que el aerogenerador para velocidades inferiores a 3 m/s no genera y para velocidades por encima de 8 m/s comienzan otras limitaciones del sistema que serán explicadas más adelante, que hacen que sea necesario cambiar el controlador.

A continuación se muestra el lugar de la raíces para el caso límite, o sea linealizado entorno a 8 m/s, fijando el parámetro $K_1 = 600$ y luego fijando el parámetro $K_2 = 150$.

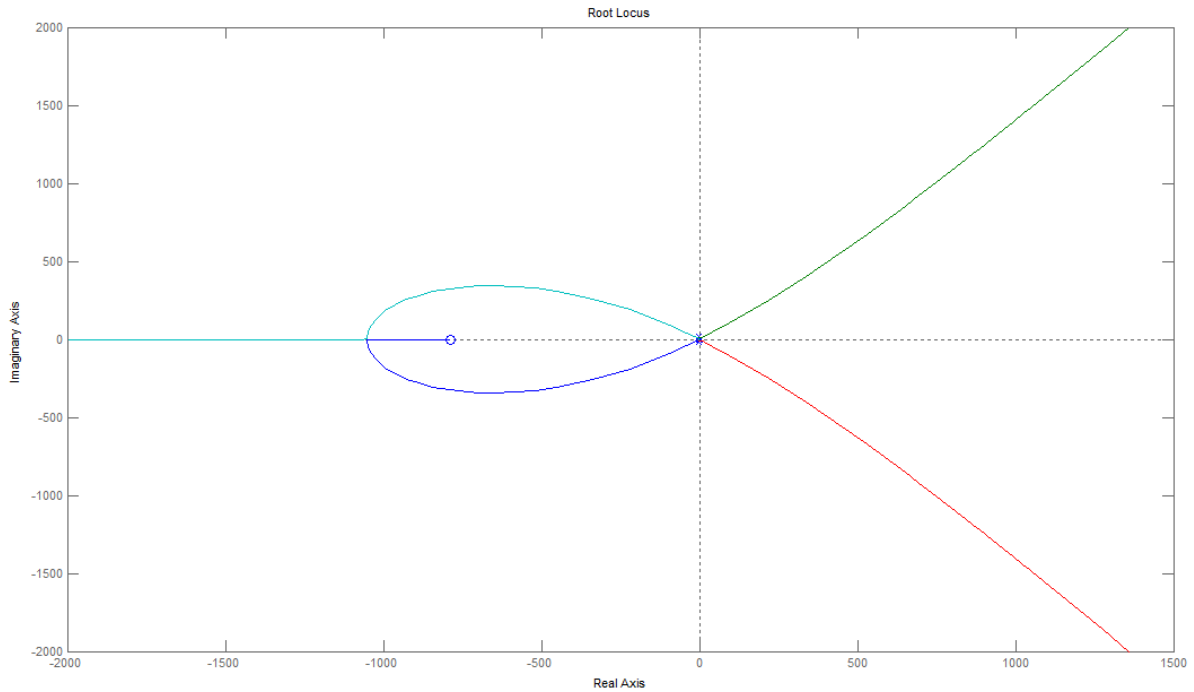


Figura 10.16: Lugar de la raíces para $K_1 = 600$ para $v = 8 \text{ m/s}$

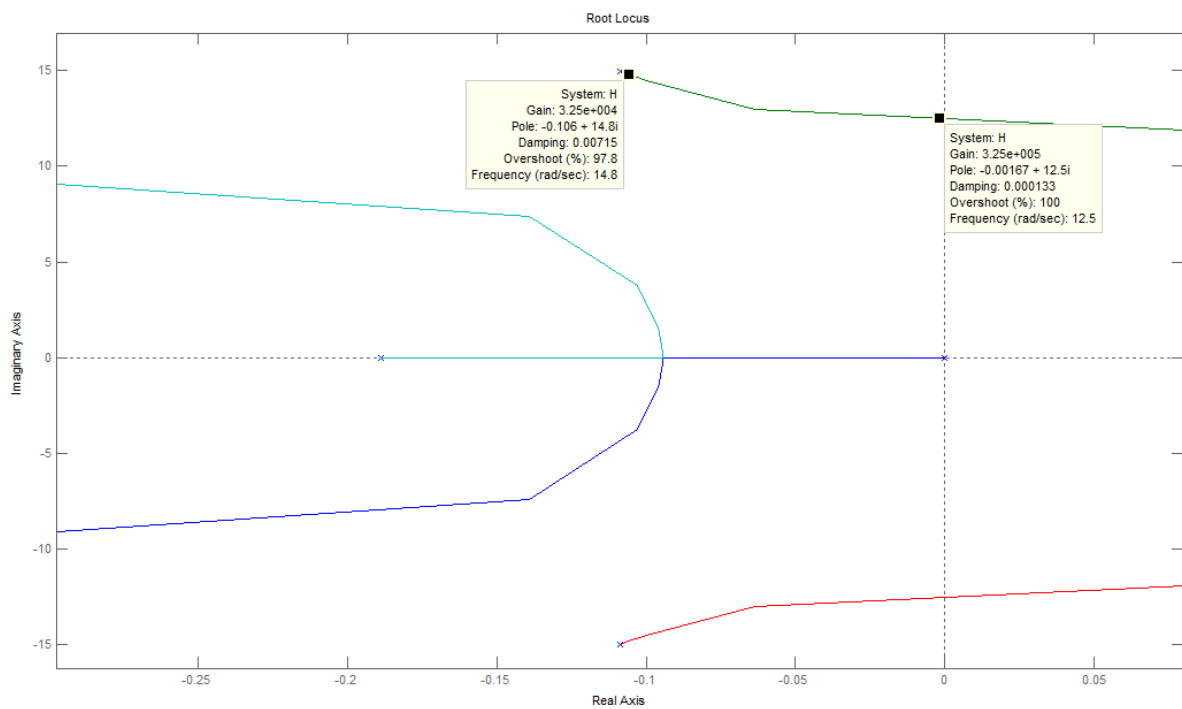


Figura 10.17: Ampliación del lugar de la raíces para $K_1 = 600$ para $v = 8 \text{ m/s}$

En los lugares de las raíces se observa que para los parámetros K_1 y K_2 del controlador, el sistema es estable para todo el rango de operación $[v = 3 \text{ m/s}, v = 8 \text{ m/s}]$.

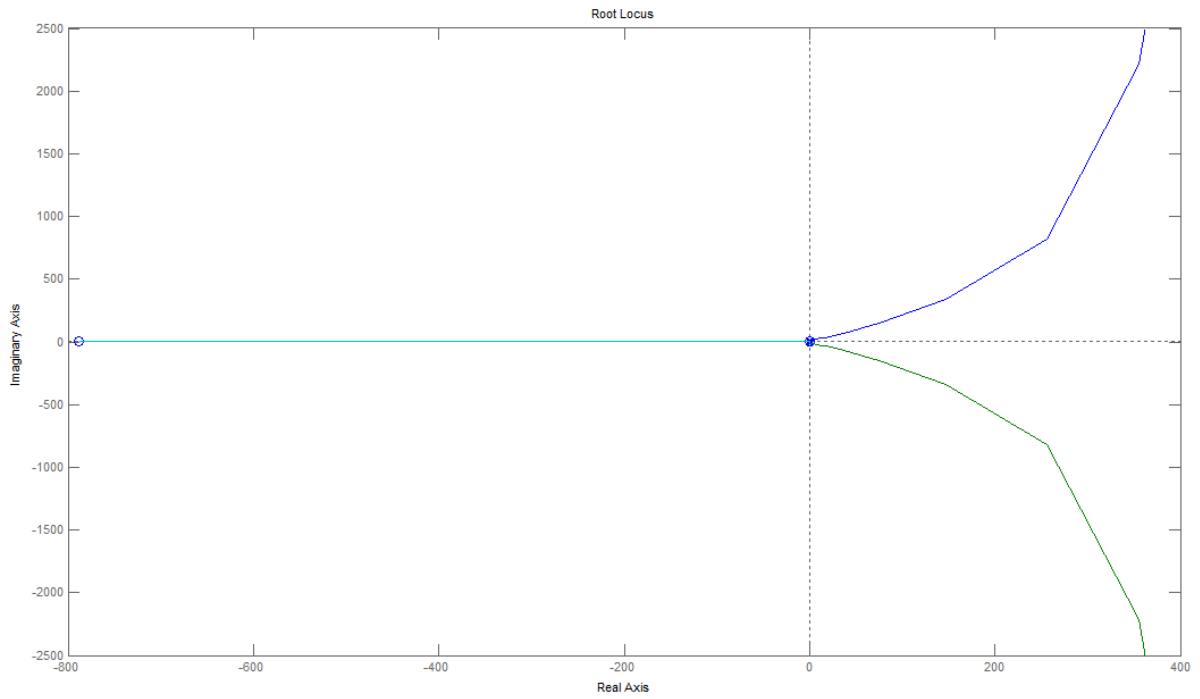


Figura 10.18: Lugar de la raíces para $K_2 = 150$ para $v = 8 \text{ m/s}$

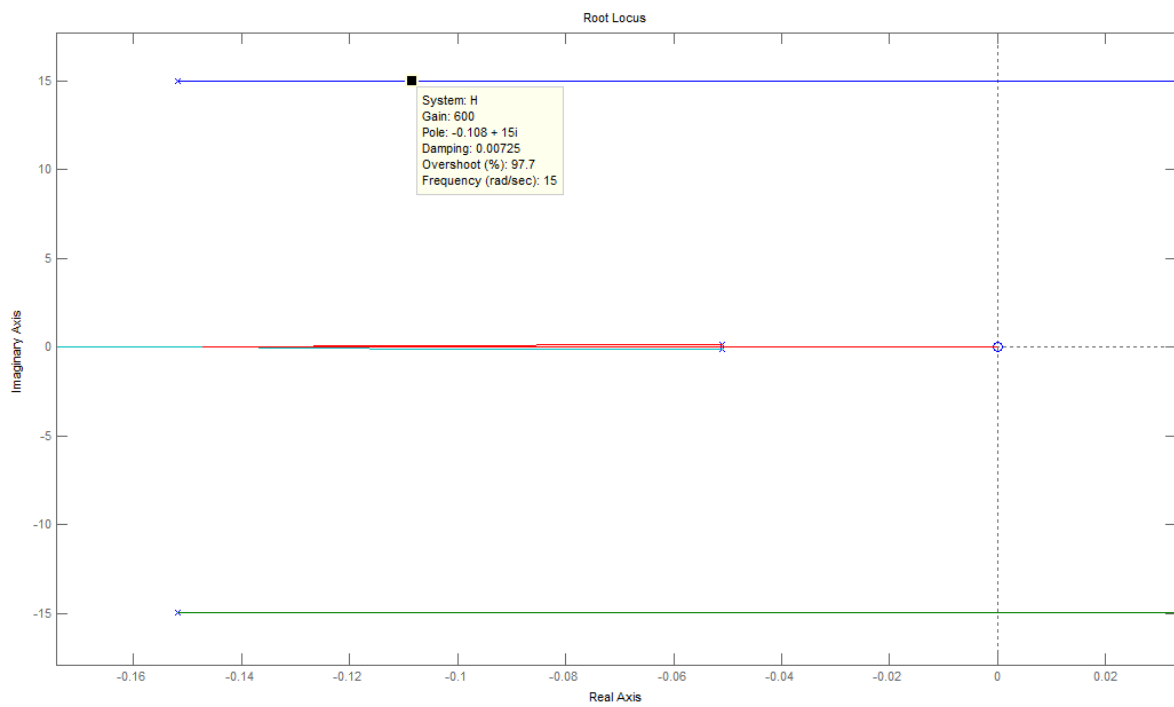
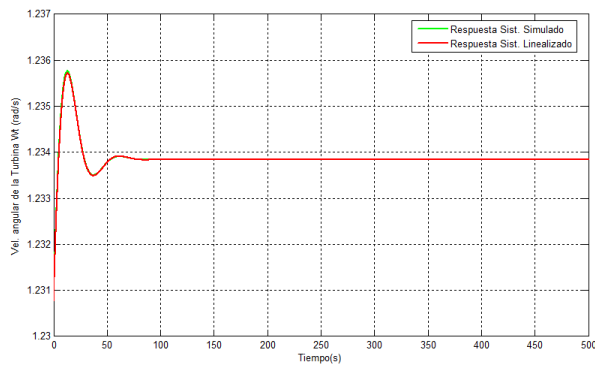


Figura 10.19: Ampliación del lugar de la raíces para $K_2 = 150$ para $v = 8 \text{ m/s}$

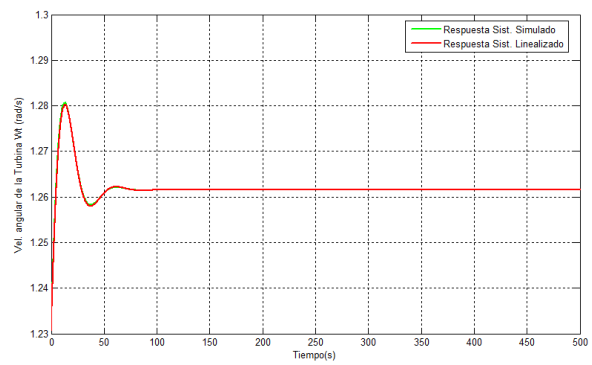
10.11. Validación del modelo

En esta sección se presenta la validación del sistema linealizado, la cual se realizó mediante una comparación entre la simulaciones realizadas del sistema en *Simulink* y el sistema linealizado. Para ello se implementó una rutina en Matlab⁽⁵⁾, la cual presenta la respuesta del sistema simulado y el sistema linealizado para distintas velocidades de viento y para distintas amplitudes de escalones de viento introducidos en el sistema, estos escalones tratan de emular las posibles variaciones de la velocidad de viento.

A continuación se presentan, a modo de ejemplo, algunas gráficas que validan el sistema linealizado para distintos valores de viento.

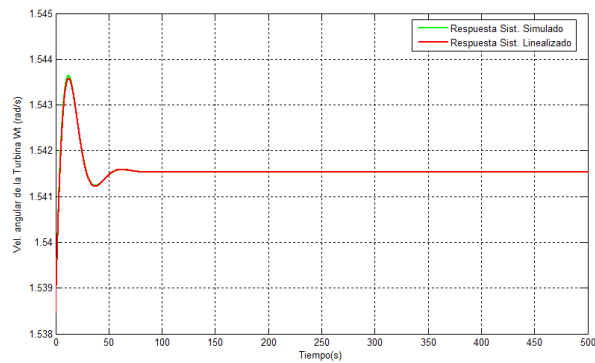


(a) Escalón de amplitud 0.01 m/s

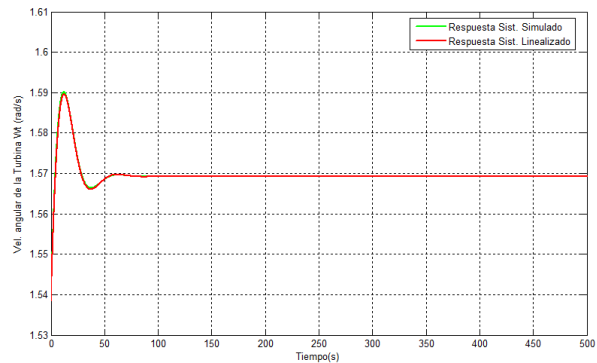


(b) Escalón de amplitud 0.1 m/s

Figura 10.20: Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 4 m/s



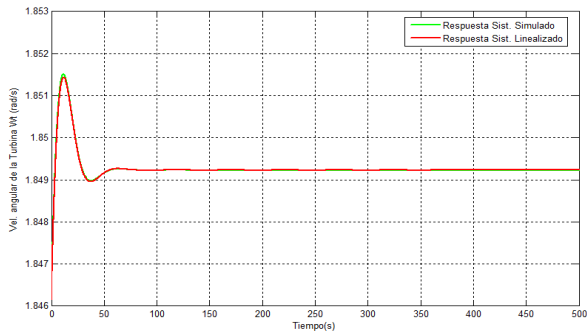
(a) Escalón de amplitud 0.01 m/s



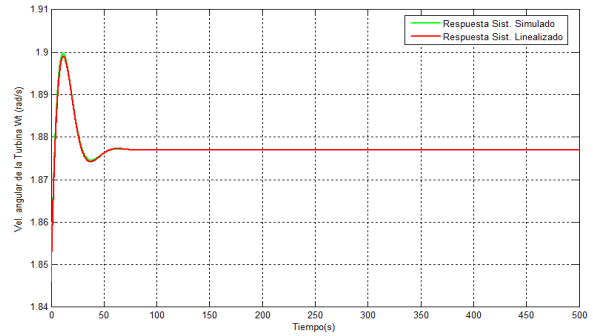
(b) Escalón de amplitud 0.1 m/s

Figura 10.21: Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 5 m/s

⁽⁵⁾ Ver rutina *comparacion_par.m* en Apéndice I

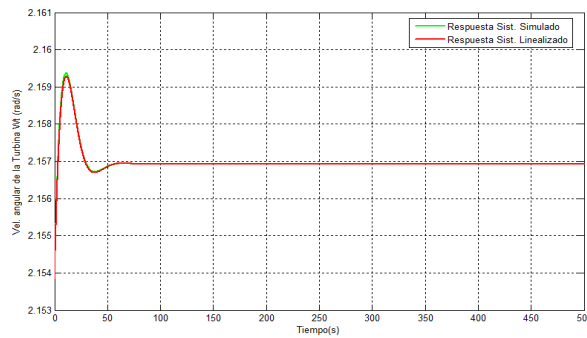


(a) Escalón de amplitud 0.01 m/s

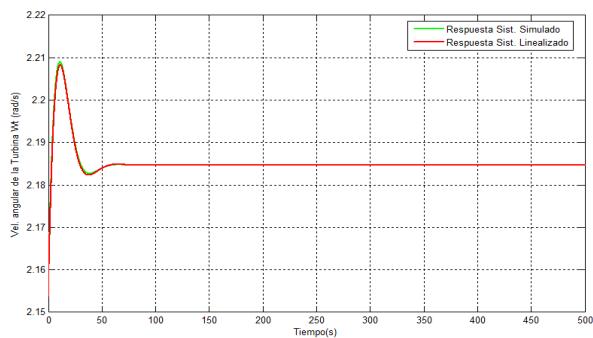


(b) Escalón de amplitud 0.1 m/s

Figura 10.22: Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 6 m/s

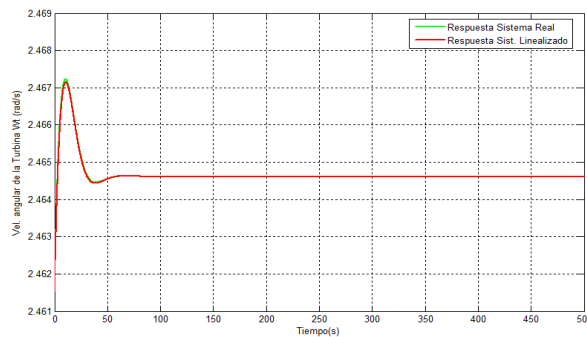


(a) Escalón de amplitud 0.01 m/s

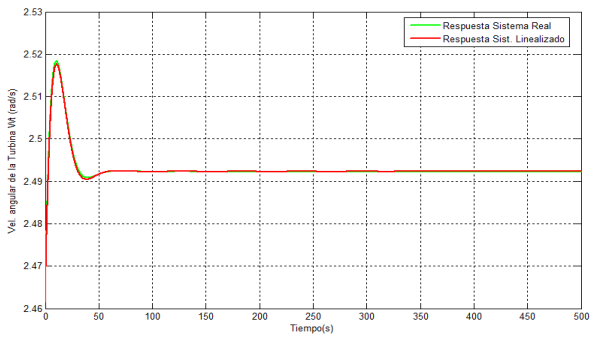


(b) Escalón de amplitud 0.1 m/s

Figura 10.23: Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 7 m/s



(a) Escalón de amplitud 0.01 m/s



(b) Escalón de amplitud 0.1 m/s

Figura 10.24: Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 8 m/s

En las comparaciones presentadas en esta sección queda validado el sistema linealizado ampliamente, ya que los apartamientos de este frente al sistema simulado son casi imperceptibles.

10.12. Conclusiones

Previamente al diseño del controlador se modelaron en bloques todos los elementos que componen el sistema y luego realizando una linealización del sistema se obtuvo la transferencia del lazo cerrado del sistema. Luego con la utilización de la denominada *Golden Rule* se realizó el estudio del lugar de las raíces para realizar el diseño del controlador, obteniéndose un controlador y su estudio de la respuesta del sistema ante una entrada tipo escalón.

Una vez determinado los parámetros del controlador, se verificó que el sistema sea estable en todo el rango de velocidades de interés, el cual esta comprendido entre un punto de operación de 3 m/s y un punto de operación de 8 m/s . Por último se validó el sistema linealizado realizando una comparación con las simulaciones realizadas en la herramienta Simulink de Matlab.

En resumen se puede decir que se ha diseñado un controlador PI que determina que par debe ejercer el generador con el fin de obtener la máxima energía cinética disponible en el viento para hacer funcionar a este a una velocidad óptima. Por otro lado este control no comprende ninguna limitación como puede ser la máxima corriente que puede soportar el generador, limitación que se tomará en cuenta en la estrategia de control de corriente en el Capítulo 11.

Capítulo 11

Control de Par-Corriente

11.1. Introducción

En el capítulo anterior, se definió el controlador para la zona de velocidades bajas, teniendo en cuenta la estrategia de control de par adoptada. Para el diseño del controlador y a fin de facilitar el análisis se despreció la presencia de la máquina de inducción, considerando que el par indicado a la salida del controlador se inyectaba directo en el engranaje mecánico, sin importar qué corriente necesitaba la máquina para inyectar dicho par. Es decir, se consideró que la máquina siempre iba a poder ejercer el par que el controlador le indicara. En este capítulo, se levanta dicha hipótesis de trabajo y se considera el modelo en régimen permanente de la máquina de inducción entre el controlador y el engranaje.

En el modelo de la máquina de inducción se agrega una limitación de corriente, teniendo en cuenta que la máquina no puede ejercer cualquier par que el controlador indique. Esto busca modelar eventualmente el rol que tienen las protecciones de corriente de la máquina y del convertidor de electrónica de potencia. Cuando las corrientes limitan, el sistema cambia radicalmente su comportamiento, y de no tomar una acción al respecto se iría directo a la inestabilidad, la acción que se implementa en ese caso es denominada *Anti wind-up* y es sujeto de análisis de este capítulo. Por último se muestra el modelo completo del sistema, que será el definitivo para la zona de velocidades bajas y mantendrá la topología (pero usando un controlador diferente) para la zona de velocidades intermedias.

11.2. Cuadripolo equivalente de la máquina de inducción

El modelo de la máquina de inducción con el cual se trabaja se puede observar en la fig. 11.1, donde el lado izquierdo corresponde al estator y el lado derecho al rotor, el convertidor del lado rotórico es modelado como una fuente de corriente variable bajo la consideración de que el mismo es manejado de forma tal de que impone la corriente necesaria para el funcionamiento deseado. Tal como fue dicho con anterioridad, no es cometido de este trabajo estudiar de qué forma el convertidor impone dicha corriente.

A la hora de modelar la máquina en el entorno de simulación, es menester tener en cuenta cuál va a ser el cometido de la misma en dicho simulador: a partir de una referencia de potencia rotórica y de tensión estatórica, deberá calcular la corriente necesaria para poder

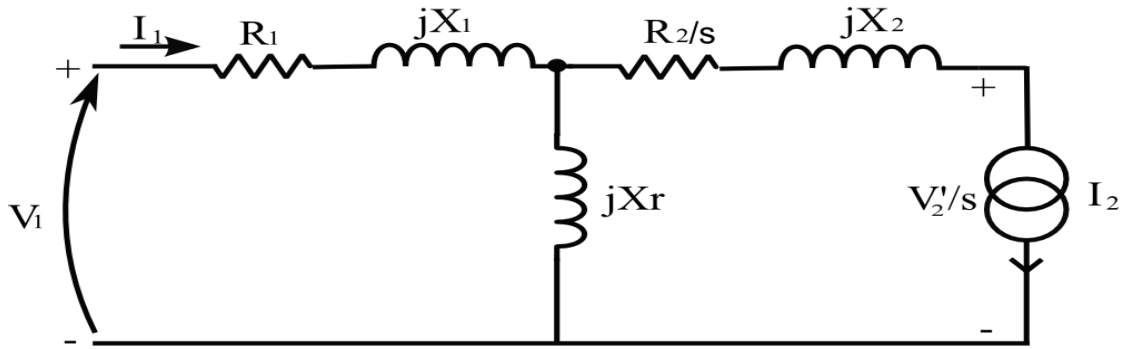


Figura 11.1: Modelo de la máquina de inducción

ejercer el par indicado por el controlador y en caso de ser mayor que un valor de referencia re-calcular el par que puede ejercer. Debido a lo anterior la mejor manera de implementar el modelo en el simulador es considerar el cuadripolo equivalente de la máquina de inducción y utilizar las relaciones entre entrada y salida del cuadripolo para hallar la corriente de interés. Lo primero que se hace entonces, es hallar las constantes generales del cuadripolo equivalente (A, B, C, D), para después poder trabajar con las mencionadas relaciones.

Por la topología del circuito, se lo puede representar como un cuadripolo *Tipo T*. A continuación se hallan las correspondientes constantes:

Constante \bar{A} :

$$\bar{A} = 1 + \frac{R_1 + jX_1}{jX_m}$$

Operando se tiene:

$$\bar{A} = \frac{jX_m + R_1 + jX_1}{jX_m}$$

Realizando la representación en módulo y fase se obtiene:

$$|\bar{A}| = \frac{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + X_m)^2}}{X_m} \quad (11.1)$$

$$\alpha = \angle \bar{A} = \arctan\left(\frac{X_1 + X_m}{R_1}\right) - \frac{\pi}{2} \quad (11.2)$$

Constante \bar{B} :

$$\bar{B} = \frac{(R_1 + jX_1)\left(\frac{R_2}{s} + jX_2\right) + (R_1 + jX_1)(jX_m) + jX_m\left(\frac{R_2}{s} + jX_2\right)}{jX_m}$$

$$\bar{B} = \frac{R_1 \frac{R_2}{s} + jX_1 \frac{R_2}{s} + jX_2 R_1 - X_1 X_2 + jR_1 X_m - X_m X_1 + jX_m \left(\frac{R_2}{s}\right) - X_m X_2}{jX_m}$$

$$\bar{B} = \frac{(R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2) + j(R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s})}{jX_m}$$

$$|\bar{B}| = \frac{\sqrt{(R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2)^2 + (R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s})^2}}{X_m} \quad (11.3)$$

$$\beta = \angle \bar{B} = \arctan \left(\frac{R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s}}{R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2} \right) - \frac{\pi}{2} \quad (11.4)$$

Constante \bar{C} :

$$\bar{C} = \frac{1}{jX_m}$$

$$|\bar{C}| = \frac{1}{X_m} \quad (11.5)$$

$$\gamma = \angle \bar{C} = -\frac{\pi}{2} \quad (11.6)$$

Constante \bar{D} :

$$\bar{D} = 1 + \frac{Z_b}{Z_c}$$

$$\bar{D} = 1 + \frac{\frac{R_2}{s} + jX_2}{jX_m}$$

$$\bar{D} = \frac{\frac{R_2}{s} + j(X_2 + X_m)}{jX_m}$$

$$|\bar{D}| = \frac{\sqrt{(\frac{R_2}{s})^2 + (X_2 + X_m)^2}}{X_m} \quad (11.7)$$

$$\delta = \angle \bar{D} = \arctan \left(\frac{X_2 + X_m}{\frac{R_2}{s}} \right) - \frac{\pi}{2} \quad (11.8)$$

Habiendo hallado las constantes del cuadripolo ya se puede trabajar con el mismo. Los parámetros de entrada serán la potencia rotórica activa (P_2) que se deberá calcular a partir del par Tg a la salida del controlador, la potencia reactiva rotórica (asumiendo que el convertidor es capaz de imponerla) y por último la tensión estatórica. En la fig. 11.2 se observa un esquema del cuadripolo equivalente con las convenciones de sentidos de corriente, tensión y los correspondientes flujos de potencias.

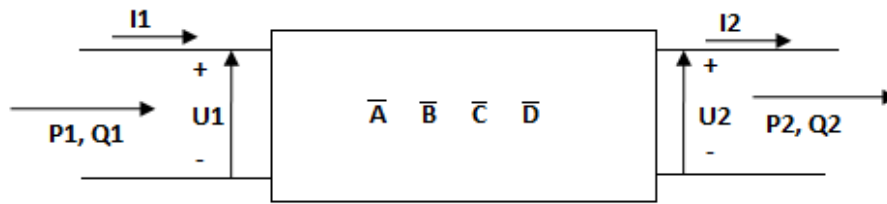


Figura 11.2: Esquema tipo del cuadripolo

11.3. Bloques auxiliares

Para implementar toda la lógica descrita se necesitan dos bloques adicionales además del cuadripolo desarrollado en la sección anterior, esto es:

- Un bloque que calcula la potencia rotórica activa que se pasa como referencia al bloque de la máquina de inducción a partir del par indicado por el controlador.
- Un bloque que re-calcula el par teniendo en cuenta si la corriente necesaria es mayor que un valor umbral determinado.

Esta idea se puede observar en la fig. 11.3.

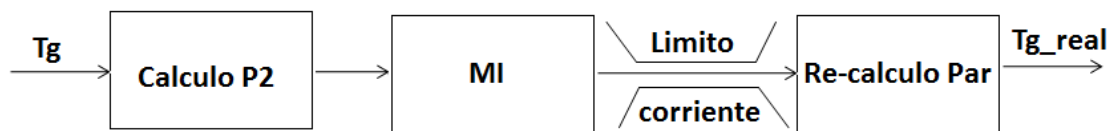


Figura 11.3: Esquema tipo del cuadripolo

A continuación se detallan las cuentas que implementa cada uno de estos bloques, así como también el cálculo de corriente necesaria para realizar la limitación:

Bloque Calculo P2:

Este bloque implementa simplemente la cuenta que caracteriza a la potencia en función del par que debe ejercer la máquina mostrada anteriormente en este trabajo:

$$P_2 = (\omega_s - \omega_t).T_g \quad (11.9)$$

Cálculo de Corriente:

El cálculo de corriente se realiza dentro del bloque de la máquina de inducción, donde se utilizan las relaciones básicas del cuadripolo [25]:

$$U_1^2 = A^2 U_2^2 + \frac{B^2}{U_2^2} (P_2^2 + Q_2^2) + 2AB [P_2 \cos(\beta - \alpha) + Q_2 \sin(\beta - \alpha)]$$

$$A^2U_2^4 + U_2^2 \{2AB [P_2 \cos(\beta - \alpha) + Q_2 \sin(\beta - \alpha)] - U_1^2\} + B^2(P_2^2 + Q_2^2) = 0$$

Nombrando X_{i1} y X_{i2} como:

$$X_{i1} = \frac{2AB [P_2 \cos(\beta - \alpha) + Q_2 \sin(\beta - \alpha)]}{A^2}$$

$$X_{i2} = \left(\frac{B}{A}\right)^2 (P_2^2 + Q_2^2)$$

Cambio de variable $z = U_2^2$

$$z^2 + X_{i1}z + X_{i2} = 0$$

$$\Rightarrow z = \frac{-X_{i1} \pm \sqrt{X_{i1}^2 - 4X_{i2}}}{2}$$

$$U_{2A} = \sqrt{z_1}; U_{2B} = \sqrt{z_2}$$

En este punto se observa que existen dos posibles soluciones para esta ecuación, el criterio adoptado fue elegir la solución que menos diste de la tensión estatórica (se trabajó con 690 V). Este criterio se validó bajo el hecho que se obtuvieron valores de corriente más razonables para diferentes situaciones de funcionamiento utilizando dicho valor de tensión. Por último se calcula la corriente:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot \cos(\arctan(\frac{Q_2}{P_2}))} \quad (11.10)$$

Re-cálculo Par:

Teniendo en cuenta que la corriente no puede sobrepasar un valor umbral, este último bloque re-calcula el par. En caso de no saturar la corriente, el par a la salida deberá ser exactamente el mismo que a la salida del controlador. A continuación se detallan las cuentas que realiza este bloque:

En primera instancia se calcula la potencia rotórica a partir de la corriente:

$$P_2 = \sqrt{3}U_2I_2 \cos \left[\arcsin \left(\frac{Q_2}{\sqrt{3}U_2I_2} \right) \right]$$

Con ω_s y ω_g en grados mecánicos, se procede al cálculo del par del generador.

$$T_g = \frac{P_2}{\omega_s - \omega_g}$$

Siendo p los pares de polos y f la frecuencia impuesta por la red⁽¹⁾.

$$\omega_s = \frac{2\pi f}{p}$$

⁽¹⁾En este caso se utiliza 50Hz

11.4. Modelo completo

Luego de desarrollada la lógica asociada a cada uno de los bloques, se implementa en Simulink dicho modelo. Partiendo del modelo total del sistema presentado en el capítulo anterior, este bloque se intercalará entre el controlador y el engranaje mecánico. En la fig. 11.4 se puede observar dicho bloque.

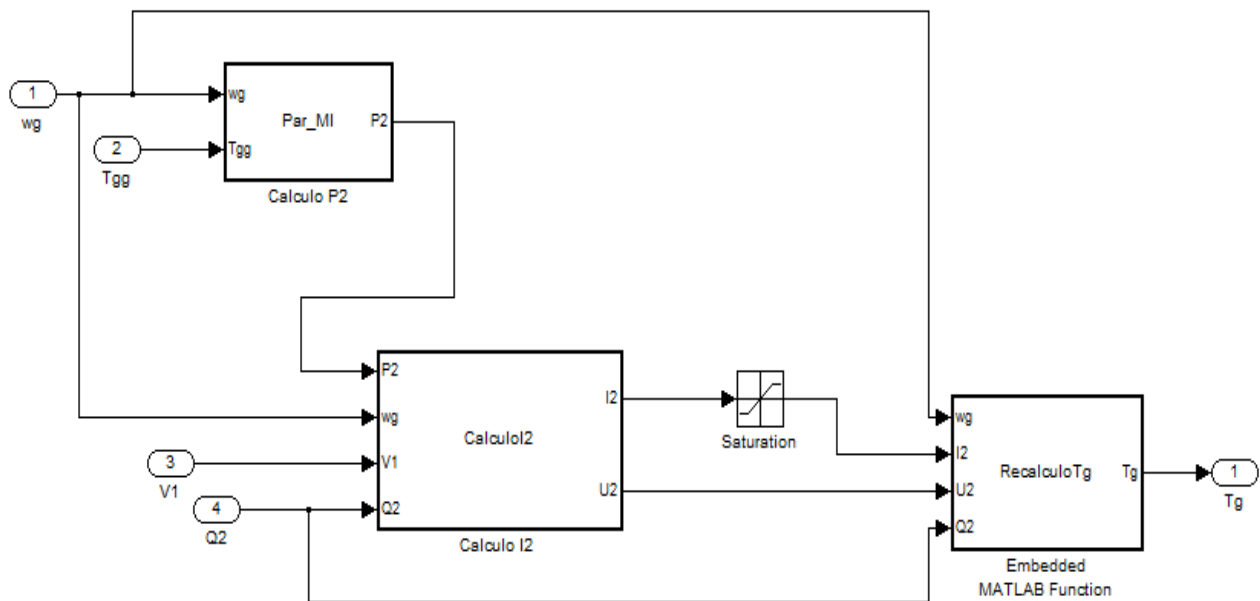


Figura 11.4: Modelo de bloques en Simulink de la máquina

Uniendo estos tres bloques se genera un único bloque correspondiente a la máquina de inducción, en la fig. 11.5 se aprecian las entradas y las salidas de dicho bloque.

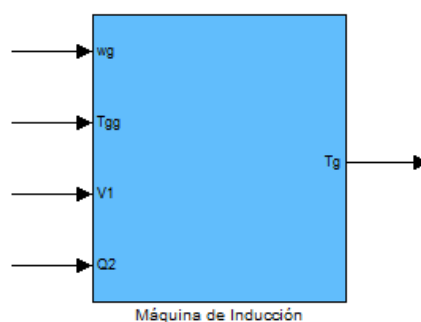


Figura 11.5: Bloque Máquina de inducción

11.5. Anti wind-up

Hasta este punto se presentó el bloque necesario para poder tener control sobre la corriente que maneja la máquina y se introdujeron las cuentas que implementa cada uno de los correspondientes sub-bloques, la pregunta que el lector se puede hacer en esta instancia es, qué es lo que sucede cuando efectivamente la corriente es limitada, cómo afecta al sistema el hecho de que la máquina no pueda ejercer el par que a priori el controlador indica que ejerza. La respuesta a esta pregunta, se puede obtener fácilmente realizando alguna simulación del sistema y observando que el mismo rápidamente se torna sumamente inestable, o dicho de otra forma, la velocidad de la turbina se dispara.

Al detenerse a razonar al respecto, y teniendo en cuenta que la corriente que maneja la máquina va de la mano con el par que ejerce la misma, lo que sucede es que al limitar la corriente, la máquina no puede ejercer el par necesario para ubicarse en un punto de funcionamiento deseado, luego al cerrarse el lazo y ver que el error en la velocidad se mantiene grande el controlador continúa indicando un par que la máquina no puede hacer, el error es cada vez mayor y el proceso continúa indefinidamente aumentando más y más la velocidad de la máquina, siendo esta una situación de funcionamiento claramente inestable.

El hecho de integrar continuamente el error haciendo que el sistema se torne inestable, debido a que el término integral se vuelve infinitamente grande es un efecto conocido como *windup*. Para evitar que ocurra este fenómeno hay dos formas [27]:

- Introducir limitadores en las variaciones de la referencia tal que la salida del controlador nunca alcance los límites establecidos por la máquina. Esto, a menudo, produce límites en el funcionamiento del controlador y no evita el *windup* causado por las perturbaciones.
- Otra forma es el re-cálculo de la integral: cuando la salida se satura, la integral es recalculada tal que su nuevo valor proporciona una salida en el límite de la saturación. Este método se conoce como *Anti-wind up* y es el que será implementado en este trabajo.

En la fig. 11.6 se puede observar en que consiste la estrategia descrita anteriormente.

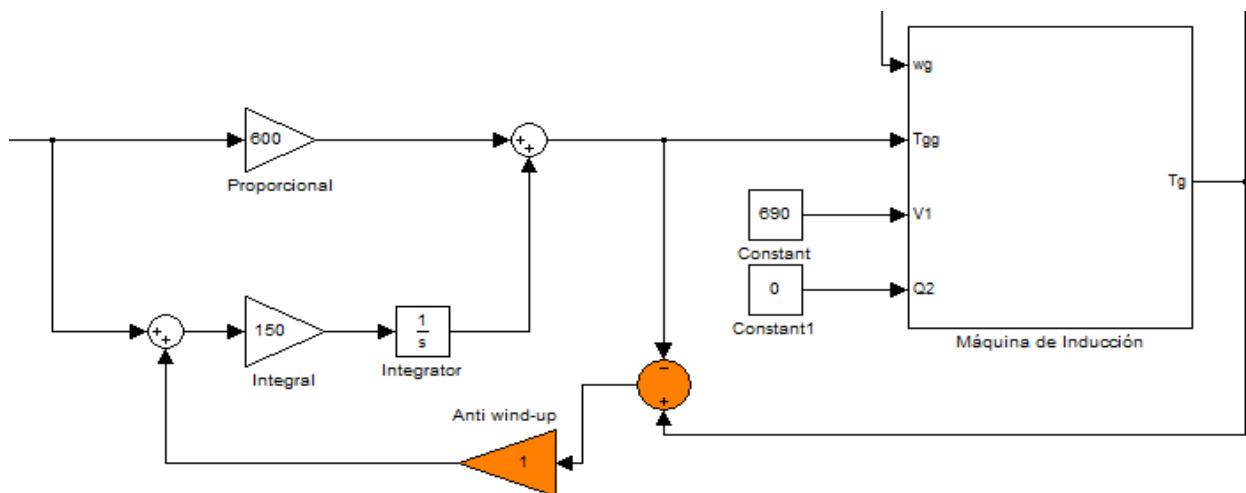


Figura 11.6: Anti wind-up

De la fig. 11.6 queda de manifiesto que si no satura la corriente el control continúa siendo el mismo que el descrito en el capítulo anterior, tal como era esperado. En caso de saturar hacia arriba el mecanismo de anti wind-up le pasa un error negativo al integrador y en caso de saturar hacia abajo le pasa un error positivo. La ponderación de ese error (variable proporcional que en la fig. 11.6 vale 1), puede ser cambiada según el caso de estudio. En este trabajo, se probó con varios valores (desde 0.01 hasta 100), y lo que se observó fue que para valores menores que 1 el anti wind-up no solucionaba todas las situaciones de inestabilidad que se podían llegar a presentar. Con grandes valores, del orden de las decenas, el problema que aparecía es que las simulaciones se tornaban demasiado lentas debido a que el propio mecanismo hacía pasar de saturar por arriba a saturar por abajo, mientras que el error cada vez era menor, hasta llegar a la estabilidad haciendo poco práctico el sistema. Es por esto que luego de reiteradas pruebas se optó por trabajar con 1.

Otro efecto que se observó al implementar este mecanismo estabilizador es que, si bien se lograba llegar a un punto de funcionamiento estable, este no era el punto de funcionamiento óptimo indicado por el bloque *Referencia* sino un punto con mayor velocidad que el anterior ya que el generador no puede suministrar el par necesario. Por lo tanto, para frenar lo suficiente a la máquina es menester que actúe el control de pitch, pero lo que permite el mecanismo de anti wind-up es evitar que la velocidad de la máquina se dispare mientras que entra a actuar este otro control (este control se desarrollará en el capítulo 12).

En la fig. 11.7 se pueden apreciar la respuesta del sistema con y sin el mecanismo de anti wind-up, en el caso de que no esté activado dicho mecanismo, se observa que la velocidad del sistema se dispara, la simulación se corta instantáneamente anunciando que se llega a un valor correspondiente a NaN⁽²⁾. En el otro caso se observa que la velocidad se estabiliza en un punto de funcionamiento.

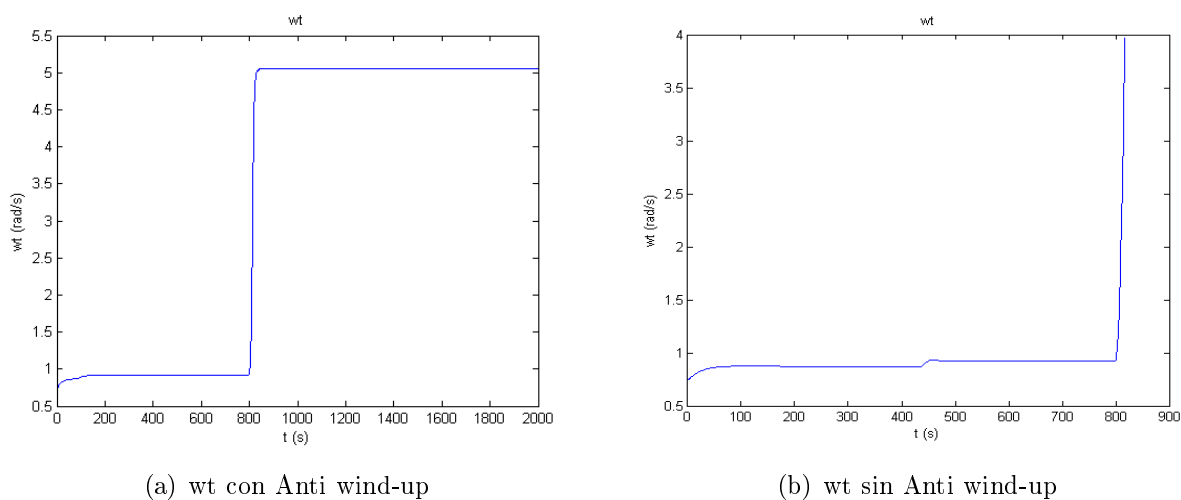


Figura 11.7: Comparación entre de respuestas con el mecanismo de Anti wind-up activado y desactivado.

⁽²⁾NaN: Not a Number

Por otra parte es posible comparar lo que sucede con otras magnitudes como por ejemplo la corriente rotórica. En la fig. 11.8 se observa la corriente rotórica previo a la saturación. Queda de manifiesto cómo en el caso que no se utiliza este mecanismo la misma se dispara de forma estrepitosa en comparación con el caso si se utiliza.

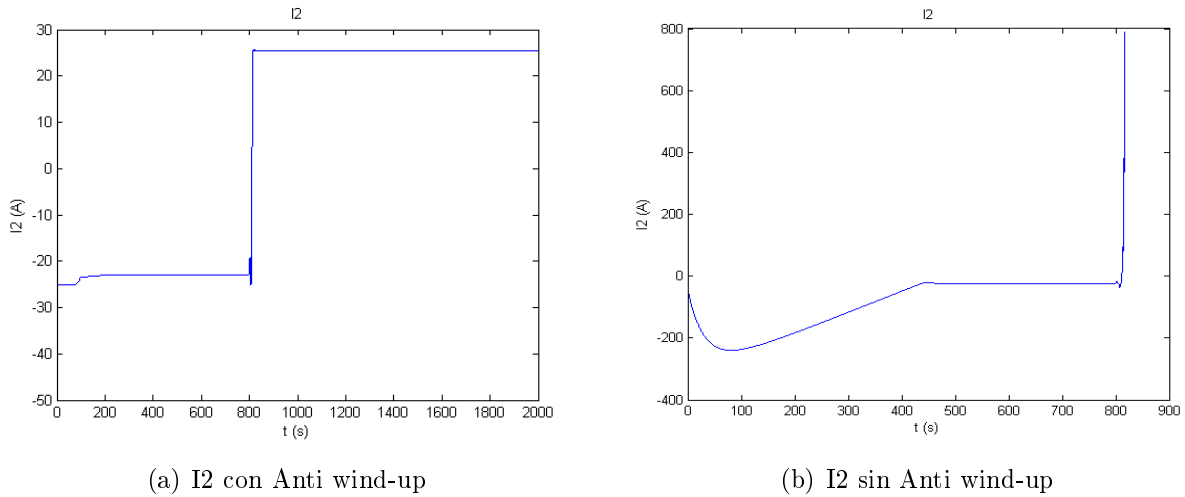


Figura 11.8: Comparación entre de respuestas con el mecanismo de Anti wind-up activado y desactivado.

Por otro lado en la fig. 11.9 se observa cómo en ambos casos la corriente saturó. En el caso de prueba mostrado, el valor impuesto para la saturación de corriente fue de 25 A.

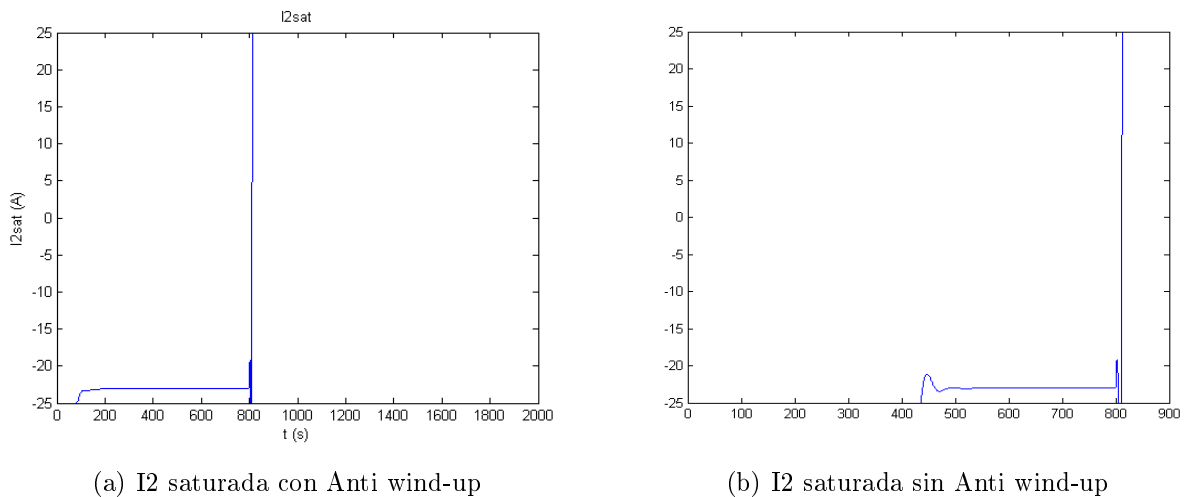


Figura 11.9: Comparación entre de respuestas con el mecanismo de Anti wind-up activado y desactivado.

Por último, cabe decir que este no ha sido un análisis exhaustivo acerca de la estabilidad brindada por el uso de este mecanismo. De cualquier manera en todas las pruebas realizadas se encontró este mismo comportamiento, que llevó a dar un argumento empírico para la utilización del mismo. No es objeto del presente trabajo hacer un análisis más a fondo al respecto, exhortando a los lectores para aportes futuros.

11.6. Sistema completo para velocidades bajas

En el correr de este capítulo se ha terminado de detallar lo que será el simulador del sistema para la zona de velocidades bajas (entre 3 m/s a 8 m/s), las otras zonas de trabajo (velocidades intermedias y velocidades altas) se detallarán más adelante en este trabajo. En la fig. 11.10, se observa el diagrama completo en Simulink descrito anteriormente y con el cual se trabajará en esta zona.

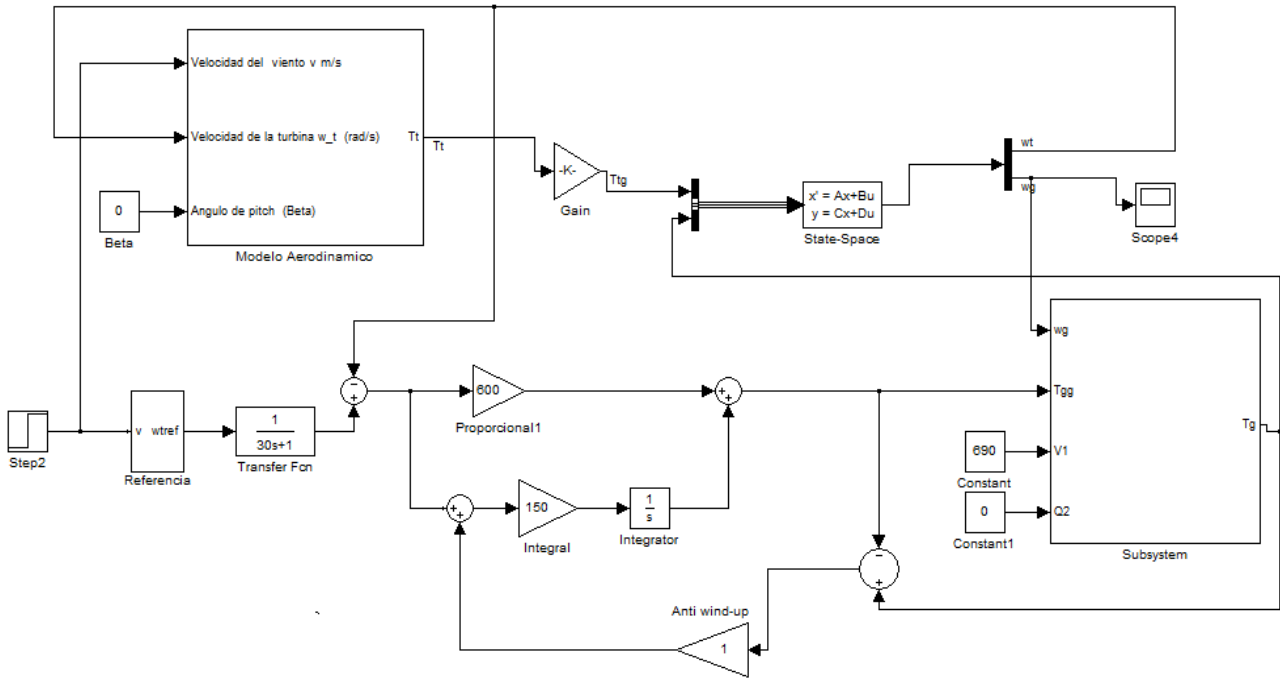


Figura 11.10: Sistema completo para velocidades bajas

11.7. Conclusiones

En el correr de los capítulos anteriores se ha estudiado cómo realizar el control del aerogenerador para la zona de velocidades bajas (3 m/s a 8 m/s), en el capítulo *Control de Potencia* se estudió una estrategia que consistía en controlar la potencia rotórica que intercambiaba la máquina de forma tal de estar ubicada en el punto óptimo de funcionamiento, el estudio de dicha estrategia fue exitoso pero, tal como se dijo anteriormente, no era la idea de este trabajo implementar dicho control sino estudiarlo con fines pedagógicos. Luego en el capítulo *Control de Par* se implementó una estrategia que consiste en controlar directamente el par que debe ejercer la máquina de inducción, inicialmente para simplificar el estudio de este control se asumió que la referencia de par que imponía el controlador se inyectaba directamente en el engranaje mecánico, sin prestarle atención a las limitaciones propias del convertidor de electrónica de potencia y de la máquina de inducción. Siguiendo sobre dicha lógica en este capítulo se incorporó el modelo de la máquina de inducción al sistema con el cual se trabaja, para agregar ese grado de complejidad restante.

En primera instancia se modeló la máquina de inducción como un cuadripolo tipo

T, calculando las correspondientes constantes generales y usando las relaciones características del cuadripolo para poder hallar los parámetros de interés, particularmente la corriente en este caso. La idea detrás de todo esto, es poder tener un control sobre la corriente que circula por la máquina, dándole realismo al hecho de que la máquina no puede ejercer cualquier par que indique el controlador, sino aquellos que hacen que la corriente que circula por la misma no superen un valor máximo característico impuesto por el convertidor.

Luego de implementado el modelo de la máquina, se buscó responder la interrogante de qué pasa cuando el par que puede ejercer la máquina no es suficiente para cumplir los requerimientos que impone el controlador, o dicho de otro modo, qué pasa cuando la corriente llega a su valor máximo. Se observó que, de no tomar ninguna acción al respecto la velocidad de la turbina se disparaba llegando rápidamente a la inestabilidad, fenómeno conocido como *wind up*. La acción estabilizadora por la que se optó fue el llamado mecanismo de *anti wind-up* que consiste en re-calcular la integral en el momento que la salida satura, de forma tal que su nuevo valor proporciona una salida en el límite de la saturación. Se implementó dicho mecanismo y se mostró la diferencia entre la respuesta del sistema utilizando o no dicha acción estabilizadora.

Este capítulo cierra el modelado del sistema para la zona de velocidades bajas, en particular, el diagrama de bloques en Simulink con el que se trabaja se muestra en la fig. 11.10. Para poder tener el modelo completo del sistema para toda situación de funcionamiento, resta estudiar cómo hay que cambiar el mismo para la zona de velocidades intermedias, donde se verá que se debe utilizar otro controlador, y el análisis del sistema para velocidades altas, donde entra el control de Pitch.

Capítulo 12

Control de Pitch

12.1. Introducción

En el presente capítulo se buscará implementar un control del ángulo de pitch o ángulo de paso de la turbina, de forma de poder controlar las velocidades angulares de giro tanto de la turbina (ω_t) como del generador (ω_g) en la zona correspondiente a las altas velocidades de viento. Un diagrama esquemático del sistema completo se muestra en la fig. 12.1. El controlador responderá ante el error de velocidades angulares respecto a la velocidad nominal de la máquina. Cuando este error sea positivo (es decir la velocidad de la turbina se encuentre por encima de la velocidad nominal de la máquina) el control de pitch comenzará a actuar haciendo que el par sobre la turbina disminuya y de esta manera reducir la velocidad del sistema. Cuando este error sea negativo, se inhibirá al controlador de manera que no actúe. Esta selección de cuando el controlador deba actuar se realizará en función de la velocidad del viento de entrada. Para valores de velocidad de viento por encima de los 13 m/s se habilitará al controlador de forma tal de poder mantener la velocidad del sistema constante, el resto del tiempo se forzará al controlador a poner a su salida un ángulo de pitch nulo.

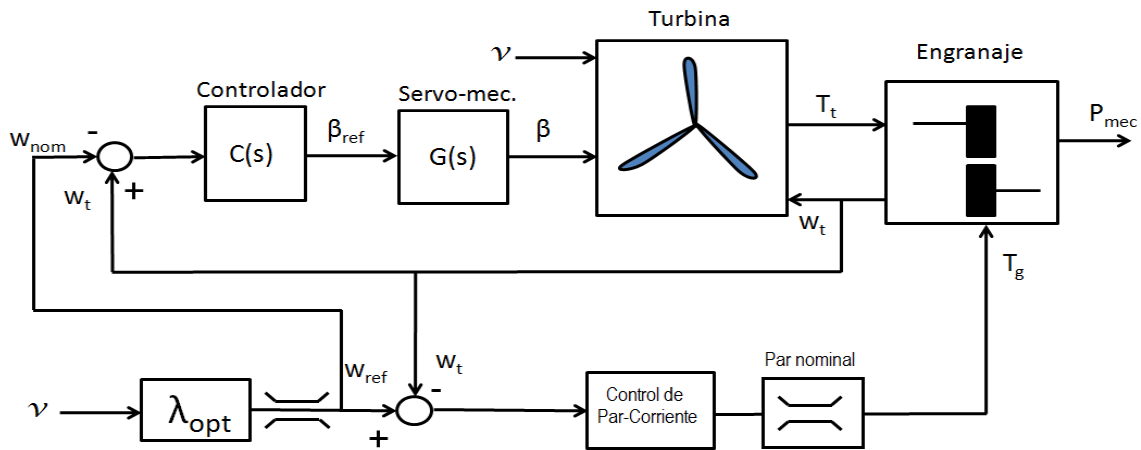


Figura 12.1: Esquemático del sistema

A estos efectos, se modelará cada uno de los componentes del sistema para luego obtener un modelo completo del sistema y poder implementar un simulador en Simulink, con el que estudiarán las diferentes respuestas del sistema tanto en pequeña señal como en gran

señal. Además se linealizarán todos los bloques no lineales que constituyen al sistema, de forma de poder encontrar una transferencia lineal del sistema de forma de aplicar las herramientas clásicas de control lineal a la hora de diseñar el correspondiente controlador.

Los componentes del sistema que se modelarán son: máquina de inducción, turbina, engranaje, controlador y el mecanismo de posicionamiento de las palas.

Finalmente luego de diseñado el controlador, implementado el simulador en Simulink y obtenida la transferencia lineal del sistema, se determinará el rango de velocidades de validez del modelo.

12.2. Simplificación del sistema

Como se mencionó previamente el control de pitch comienza a actuar para velocidades altas del viento (mayores a 13 m/s). La necesidad de actuación de este control surge de la imposibilidad de la máquina de imponer un par resistente mayor a su valor nominal. Entonces el mecanismo de cambio de paso de pala debe comenzar a actuar para poder limitar la velocidad de la turbina de forma tal de no exceder su valor nominal. Es por estas razones que el estudio del control de pitch se puede realizar fijando el par de la máquina en su valor nominal T_{nom} . El sistema con el que se trabajará para realizar el diseño de este controlador es el que se muestra en la fig. 12.2.

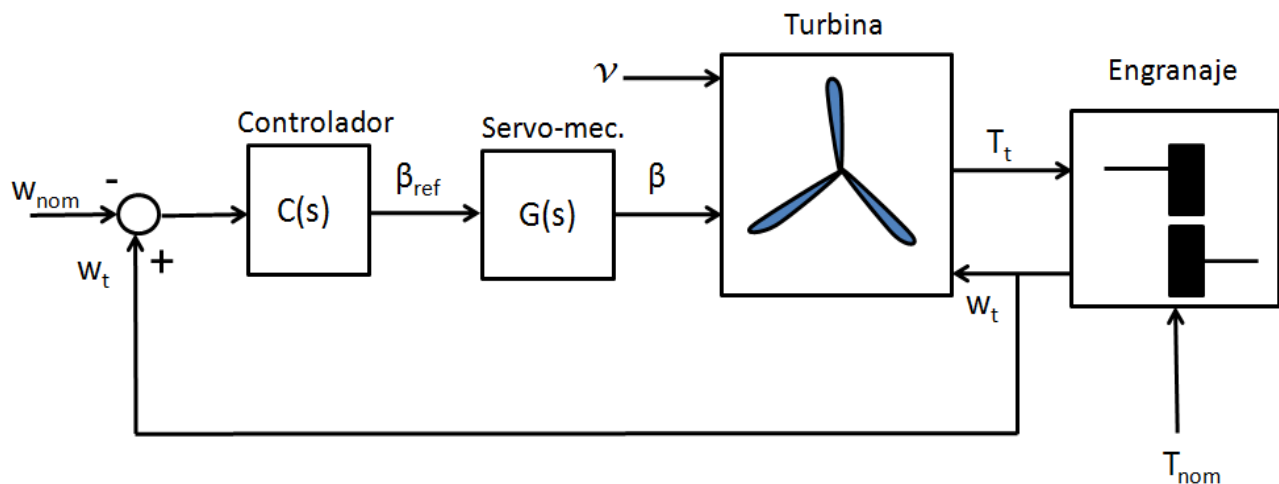


Figura 12.2: Simplificación del sistema

Por lo tanto las bases de diseño del controlador del sistema serán las siguientes:

- El controlador comenzará a actuar cuando la máquina se encuentre ejerciendo un par resistente igual al nominal (T_{nom}).
- El objetivo del control es mantener la velocidad del generador (ω_g) igual a la nominal (ω_{nom}).
- La variable sobre la que se actuará será el ángulo de pitch β .
- El rango de variación del ángulo de pitch (β) será entre 0° y 36° [15].

12.3. Modelado de los componentes del sistema

12.3.1. Máquina de inducción

Como se explicó previamente, el control de pitch comienza a actuar en el momento en el cual no es posible limitar la velocidad del sistema con el generador. En dicho momento el generador esta ejerciendo un par resistente igual a su par nominal. Es por este motivo que para realizar el diseño del controlador se considerará al par de la máquina constante e igual a su valor nominal.

$$\boxed{T_g = T_{nom}} \quad (12.1)$$

12.3.2. Turbina

Como se dedujo en capítulos anteriores la potencia mecánica extraída del viento responde a 12.2.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (12.2)$$

El modelo con el que se trabajará para el coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$ es C.10.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (12.3)$$

con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (12.4)$$

Por lo tanto el par ejercido por la turbina, que representa la variable de interés dado que será parte del modelo del engranaje, responde a 12.5.

$$\boxed{T_t = \frac{1}{\omega_t} \left[\frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \right]} \quad (12.5)$$

12.3.3. Engranaje

Para modelar el engranaje, este fue tratado como un conjunto mecánico de dos masas discretas acopladas por una caja multiplicadora de relación de velocidades angulares $a = \frac{\omega_g}{\omega_t}$. Las conexiones entre estos dos ejes fueron definidas mediante un coeficiente de rigidez (K) y un coeficiente de amortiguamiento (D)⁽¹⁾. El modelo al que se arribó es el que se especifica en la expresión 12.6⁽²⁾:

$$\begin{cases} J_t^{(t)} \dot{\omega}_t^{(t)} = T_t^{(t)} - K^{(t)}(\delta_t^{(t)} - \delta_g^{(t)}) - D^{(t)}(\omega_t^{(t)} - \omega_g^{(t)}) \\ J_g^{(t)} \dot{\omega}_g^{(t)} = T_g^{(t)} - K^{(t)}(\delta_g^{(t)} - \delta_t^{(t)}) - D^{(t)}(\omega_g^{(t)} - \omega_t^{(t)}) \end{cases} \quad (12.6)$$

⁽¹⁾ Ver Capítulo 7

⁽²⁾ El superíndice (t) indica que las magnitudes están referidas al lado del turbina.

Todas las magnitudes se encuentran expresadas del lado de baja velocidad de la caja multiplicadora (lado de la turbina).

12.3.4. Controlador

El controlador propuesto es un controlador PI de la siguiente forma:

$$C(s) = \gamma + \frac{\lambda}{s} \quad (12.7)$$

Dicho controlador recibirá como entrada el error de velocidades angulares dado por la diferencia entre la velocidad angular de la turbina ω_t y la velocidad nominal del generador ω_{nom} . Como fue mencionado el objetivo de control es que la salida del controlador sea el ángulo de referencia β_{ref} que será la consigna del servo-mecanismo, que es el sistema encargado de cambiar el ángulo de pitch de las palas, de forma tal de mantener la velocidad del sistema igual a ω_{nom} .

$$error = \omega_t - \omega_{nom} = (\bar{\omega}_t + \hat{\omega}_t) - \omega_{nom} \quad (12.8)$$

$$\beta_{ref} = C(s)(\omega_t - \omega_{nom}) \quad (12.9)$$

Más adelante se demostrará la elección de este tipo de controlador. Se puede adelantar que la necesidad de este controlador surge de que el error ante una entrada tipo escalón debe ser nulo (sistema tipo uno).

12.3.5. Servo-mecanismo:

Este sistema modela el mecanismo de posicionamiento de las palas de la turbina. Recibe como entrada el valor de referencia β_{ref} que es la salida del controlador previamente mencionado y tiene como salida el ángulo de pitch de la turbina. El modelo con que se trabajará corresponde a un sistema de primer orden con constante de tiempo τ .

$$G(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (12.10)$$

Donde:

$$\beta = \beta_{ref} G(s) \quad (12.11)$$

12.4. Modelo en Simulink

Luego de haber modelado cada bloque del sistema, se implementó un modelo con la herramienta Simulink de Matlab, el cual será utilizado como simulador y mediante el cual se realizarán las distintas simulaciones que serán necesarias para estudiar el comportamiento del sistema basado en el control de pitch en este capítulo.

En la fig. 12.3 se presenta el modelo del simulador mencionado y en la misma se pueden apreciar todos los bloques que fueron descritos y estudiados en las secciones anteriores del presente capítulo.

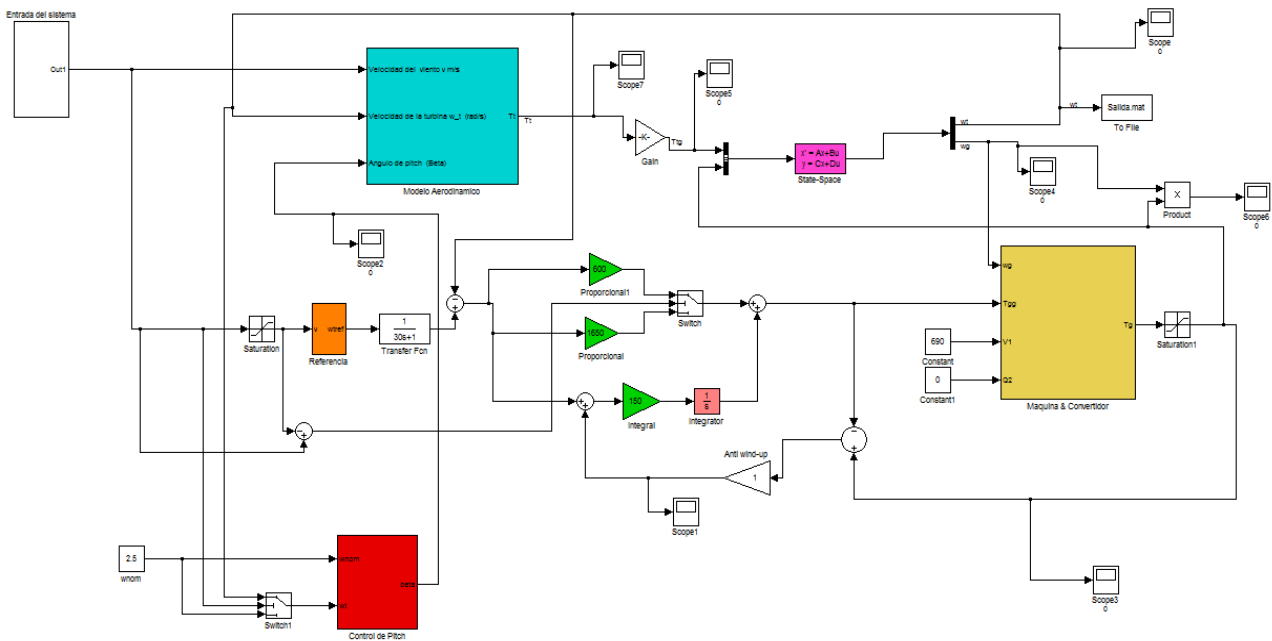


Figura 12.3: Modelo en Simulink del Sistema utilizado para el control de Pitch

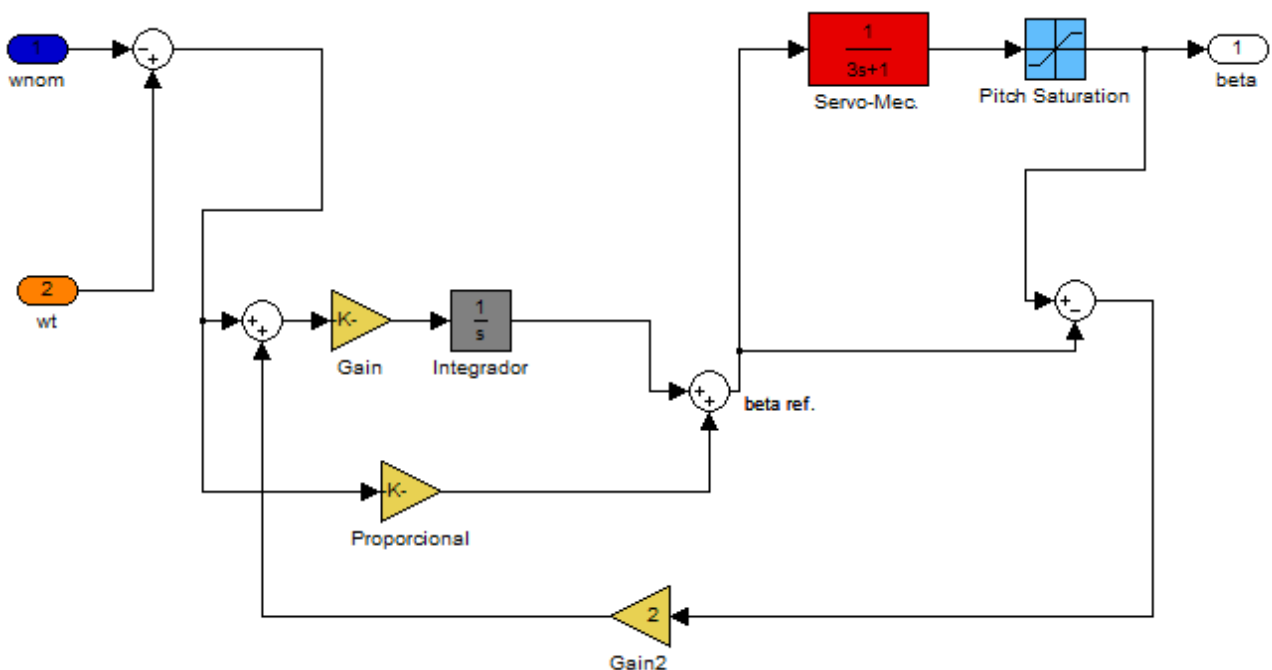


Figura 12.4: Bloque Beta

Como se puede observar en la fig. 12.4 se implementa un anti-wind up, tal como se hizo para el caso de control de par-corriente, esto se realiza para evitar que la salida del controlador sature. Cabe recordar que el ángulo β solo puede variar entre 0° y 36° . Cuando se intenta pasar uno de estos límites la realimentación del error suma un error a la entrada del bloque integrador de manera de mantener la salida del integrador en el límite de la saturación.

12.5. Transferencia en lazo cerrado del sistema

El sistema que representa la planta que se desea controlar junto al controlador a diseñar es el que se muestra en la fig. 12.1. En el mismo esquema se pueden apreciar las distintas interacciones entre los bloques que constituyen la planta. Con el objetivo de poder diseñar el controlador, en esta parte se realizará una linealización de todos los bloques no lineales del sistema de manera de poder hallar la transferencia en lazo cerrado y aplicar las herramientas de control lineal para ajustar los parámetros γ y λ del controlador PI.

Como entrada del sistema se considerará la velocidad del viento v , y como salida la velocidad de la turbina ω_t . La transferencia del sistema en lazo cerrado a la que se arribará tendrá la siguiente forma:

$$\boxed{H(s) = \frac{\omega_t(s)}{v(s)}} \quad (12.12)$$

Una forma de ver el sistema para el diseño del controlador es que en régimen la transferencia en lazo cerrado del sistema debe comportarse como un bloque que ante una entrada v tenga a la salida una velocidad angular $\omega_t = \omega_{nom}$ constante. En pequeña señal el sistema debe tener salida nula ante una entrada tipo escalón, es decir el apartamiento respecto a la velocidad nominal (que será denominado $(\hat{\omega}_t)$) debe ser nulo.

En secciones posteriores, se hallará explícitamente la transferencia del sistema linealizado.

12.5.1. Linealizaciones realizadas

En esta parte se realizarán las linealizaciones necesarias para obtener una aproximación lineal del sistema a los efectos de poder obtener una transferencia del sistema linealizado para luego trabajar con las herramientas clásicas de control. Los bloques que se linealizarán son los correspondientes a la máquina de inducción y a la turbina. Las cuentas efectuadas se encuentran en detalle en el apéndice correspondiente a esta parte⁽³⁾.

- Par del generador T_g ⁽⁴⁾⁽⁵⁾:

$$\hat{T}_g^{(t)} = T_{nom} \quad (12.13)$$

Esta magnitud se encuentra expresada del lado de la turbina.

- Par de la turbina T_t ⁽⁶⁾:

$$\hat{T}_t^{(t)} = A(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}) \cdot \hat{\omega}_t + B(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}) \cdot \hat{v} + C(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}) \cdot \hat{\beta} \quad (12.14)$$

⁽³⁾ Ver Apéndice C

⁽⁴⁾ El superíndice ($\hat{\quad}$) indica apartamiento respecto a las posiciones de equilibrio.

⁽⁵⁾ El superíndice ($\bar{\quad}$) indica que se trata de un punto de equilibrio.

⁽⁶⁾ El superíndice (t) indica que las magnitudes están referidas al lado de la turbina.

$$\begin{cases} A(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}) = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \omega_t} \right|_{\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}} \\ B(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}) = \left. \frac{\partial T_t}{\partial v} \right|_{\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}} \\ C(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}) = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \beta} \right|_{\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta}} \end{cases}$$

Observación: Tanto A , B y C dependen de la elección del modelo $C_p(\lambda, \beta)$

• Pasaje a Laplace :

Pasando a Laplace las ecuaciones del engranaje deducidas en 12.6, se tiene que:

$$\begin{cases} J_t^{(t)} \cdot s \cdot \omega_t^{(t)}(s) = T_t^{(t)}(s) - \frac{K^{(t)}}{s} (\omega_t^{(t)}(s) - \omega_g^{(t)}(s)) - D^{(t)} (\omega_t^{(t)}(s) - \omega_g^{(t)}(s)) \\ J_g^{(t)} \cdot s \cdot \omega_g^{(t)}(s) = T_g^{(t)}(s) - \frac{K^{(t)}}{s} (\omega_g^{(t)}(s) - \omega_t^{(t)}(s)) - D^{(t)} (\omega_g^{(t)}(s) - \omega_t^{(t)}(s)) \end{cases}$$

12.6. Puntos de equilibrio del sistema

Los puntos de equilibrio del sistema que son de interés satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones:

1. $\dot{\omega}_t = 0$
2. $\dot{\omega}_g = 0$
3. $\omega_t = \omega_{nom}$
4. $\omega_g = \omega_{nom}$
5. $T_g = T_{nom}$

Realizando los cálculos correspondientes:

$$\begin{cases} J_t(\dot{\hat{\omega}}_t + \hat{\omega}_t) = (\bar{T}_t + \hat{T}_t) - K^{(t)}((\bar{\delta}_t + \hat{\delta}_t) - (\bar{\delta}_g + \hat{\delta}_g)) - D^{(t)}((\bar{\omega}_t + \hat{\omega}_t) - (\bar{\omega}_g + \hat{\omega}_g)) \\ J_g(\dot{\hat{\omega}}_g + \hat{\omega}_g) = T_{nom} - K^{(t)}((\bar{\delta}_g + \hat{\delta}_g) - (\bar{\delta}_t + \hat{\delta}_t)) - D^{(t)}((\bar{\omega}_g + \hat{\omega}_g) - (\bar{\omega}_t + \hat{\omega}_t)) \end{cases} \quad (12.15)$$

En equilibrio se cumple:

$$T_{nom} - K^{(t)}(\bar{\delta}_g - \bar{\delta}_t) - D^{(t)}(\bar{\omega}_g - \bar{\omega}_t) = 0 \quad (12.16)$$

Usando la relación dada por 12.16 en la segunda ecuación dada en 12.15:

$$J_g \hat{\omega}_g = -K^{(t)}(\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t) - D^{(t)}(\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t) \quad (12.17)$$

Aplicando la transformada de Laplace y multiplicando por s :

$$J_g s^2 \hat{\omega}_g = -K^{(t)}(\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t) - Ds^{(t)}(\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_t) \quad (12.18)$$

$$\Rightarrow \boxed{\hat{\omega}_g = \frac{(Ds + K)\hat{\omega}_t}{J_g s^2 + Ds + K}} \quad (12.19)$$

Por otra parte sumando las dos expresiones dadas en 12.15:

$$\Rightarrow \boxed{J_t \dot{\hat{\omega}}_t + J_g \dot{\hat{\omega}}_g = \hat{T}_t} \quad (12.20)$$

Sustituyendo 12.20 en 12.19:

$$J_t \dot{\hat{\omega}}_t + J_g \frac{(Ds + K)\dot{\hat{\omega}}_t}{J_g s^2 + Ds + K} = \hat{T}_t \quad (12.21)$$

Usando 12.14:

$$\Rightarrow \boxed{J_t \dot{\hat{\omega}}_t + J_g \frac{(Ds + K)\dot{\hat{\omega}}_t}{J_g s^2 + Ds + K} = A\hat{\omega}_t + B\hat{v} + C\hat{\beta}} \quad (12.22)$$

Operando con la transferencia del servo-mecanismo de posicionamiento de las palas:

$$\hat{\beta} = \beta_{ref} G(s) = \beta_{ref} \frac{1}{\tau s + 1} \quad (12.23)$$

$$\beta_{ref} = (\omega_t - \omega_{nom}) C(s) = \left(\gamma + \frac{\lambda}{s} \right) \hat{\omega}_t \quad (12.24)$$

Usando 12.23 y 12.24:

$$\hat{\beta} = G(s) C(s) \hat{\omega}_t \quad (12.25)$$

$$\Rightarrow \boxed{\hat{\beta} = \left(\frac{1}{\tau s + 1} \right) \left(\gamma + \frac{\lambda}{s} \right) \hat{\omega}_t} \quad (12.26)$$

Sustituyendo 12.26 en 12.22:

$$J_t \hat{\omega}_t s + J_g \frac{(Ds + K)\hat{\omega}_t s}{J_g s^2 + Ds + K} = A\hat{\omega}_t + B\hat{v} + C \left(\frac{1}{\tau s + 1} \right) \left(\gamma + \frac{\lambda}{s} \right) \hat{\omega}_t \quad (12.27)$$

Operando se obtiene la transferencia en lazo cerrado del sistema linealizado que está dada por:

$$\begin{aligned} \frac{\hat{\omega}_t}{\hat{v}} = & (B(J_g s^2 + Ds + K)(\tau s^2)). \left((J_t J_g s^3 + J_t Ds^2 + J_t Ks + J_g Ds^2 + J_g Ds^2 + J_g Ks - A J_g s^2 \right. \\ & \left. - ADs - AK) (\tau s^2 + s) - C\gamma s (J_g s^2 + Ds + K) - C\lambda s (J_g s^2 + Ds + K) \right. \\ & \left. - C\lambda (J_g s^2 + Ds + K) - C\lambda (J_g s^2 + Ds + K) \right)^{-1} \end{aligned} \quad (12.28)$$

Reordenando los términos en 12.28:

$$\frac{\hat{\omega}_t}{\hat{v}} = (B [J_g \tau s^4 + (J_g + D \tau) s^3 + (D + K \tau) s^2 + K s]) (J_t J_g \tau s^5 + (J_t J_g + J_t D \tau + J_g D \tau - A J_g \tau) s^4 + (J_t D + J_t K \tau + J_g D + J_g K \tau - A J_g - A D \tau - C \gamma J_g) s^3 + (J_t K + J_g K - A D - A K \tau - C \gamma D - C \lambda J_g) s^2 + (-A K - C \gamma K - C \lambda D) s - C \lambda K)^{-1} \quad (12.29)$$

12.7. Respuesta del sistema a una entrada tipo escalón

En esta sección se estudiará la respuesta del sistema a una entrada tipo escalón con el fin de comprobar si la elección del controlador PI es la adecuada para tener error asintótico nulo frente a una entrada de este tipo (sistema tipo uno) que es el principal requerimiento del sistema. Definiendo el controlador como un controlador tipo PI y estudiando la respuesta a una entrada escalón se tiene que:

$$\begin{cases} C(s) = \gamma + \frac{\lambda}{s} \\ v(s) = \frac{V}{s} \end{cases}$$

Ahora para determinar la respuesta del sistema a la entrada de tipo escalón, se aplica el Teorema del Valor Final:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \omega_t(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot H(s) \frac{V}{s}$$

Haciendo *cero* los términos múltiples de s y sustituyendo $C(s)$ por la expresión del controlador PI se obtiene que:

$$\boxed{\lim_{s \rightarrow 0} \frac{\hat{\omega}_t}{V} = 0} \quad (12.30)$$

Como se puede ver el error ante una entrada escalón es nulo independientemente de los parámetros del controlador (usando un PI). Esto quiere decir que en pequeña señal el sistema tenderá a mantener su velocidad (en régimen la velocidad se mantiene constante).

Una vez obtenida la transferencia en lazo cerrado del sistema linealizado $H(s)$, se estudiará el lugar de las raíces (no se presentaran estos resultados dado que el análisis es igual al que ya se realizó en capítulos anteriores) y se ensayará para distintos valores de λ y γ la respuesta al escalón del sistema con el objetivo de definir estos parámetros. Finalmente se simulará el sistema real en Simulink y se evaluará su desempeño contrastándolo con los resultados obtenidos para el sistema linealizado.

12.8. Valores utilizados en el sistema

- Par nominal del generador: $T_{nom} = 3703,70 \text{ Nm}$

Este valor de par esta expresado del lado de alta velocidad de la caja multiplicadora (lado del generador). Pasando al lado de la turbina:

$$T_t = aT_{nom}$$

$$T_t = 67,5 \cdot 3703,70$$

$$\Rightarrow \boxed{T_t = 250000 \text{ Nm}}$$

- Velocidad angular nominal del generador: $\omega_{nom} = 168,75 \text{ rad/s}$

Expresando esta velocidad del lado de la turbina:

$$\omega_t = a\omega_{nom}$$

$$\omega_t = \frac{168,75}{67,5}$$

$$\Rightarrow \boxed{\omega_t = 2,5 \text{ rad/s}}$$

- Velocidad del viento nominal: v_{nom}

Este valor corresponde a la velocidad de viento (v) para la cual el par de la turbina (T_t) a la velocidad angular nominal y con un ángulo de pitch nulo es el nominal de la máquina. Es decir es el valor de v solución de la siguiente ecuación:

$$T_t(v, \beta, \omega_t) = T_t$$

$$T_t(v_{nom}, 0^\circ, 2,5 \text{ rad/s}) = 249986,75 \text{ Nm}$$

Resolviendo esta ecuación se deduce:

$$\Rightarrow \boxed{v_{nom} = 13 \text{ m/s}}$$

Por lo tanto cuando la velocidad del viento sea igual a $v_{nom} = 13 \text{ m/s}$ el sistema estará trabajando a su potencia nominal. Ante un aumento de la velocidad del viento el control de pitch será el encargado de mantener al sistema en el mismo punto de funcionamiento.

12.9. Respuesta al escalón del sistema linealizado

En esta sección se muestran diversas respuestas del sistema linealizado a un escalón de velocidad de viento a la entrada de amplitud 1 m/s , a distintas velocidades iniciales de viento (entre 13 m/s y 23 m/s).

Linealización entorno a $\bar{v} = 13 \text{ m/s}$

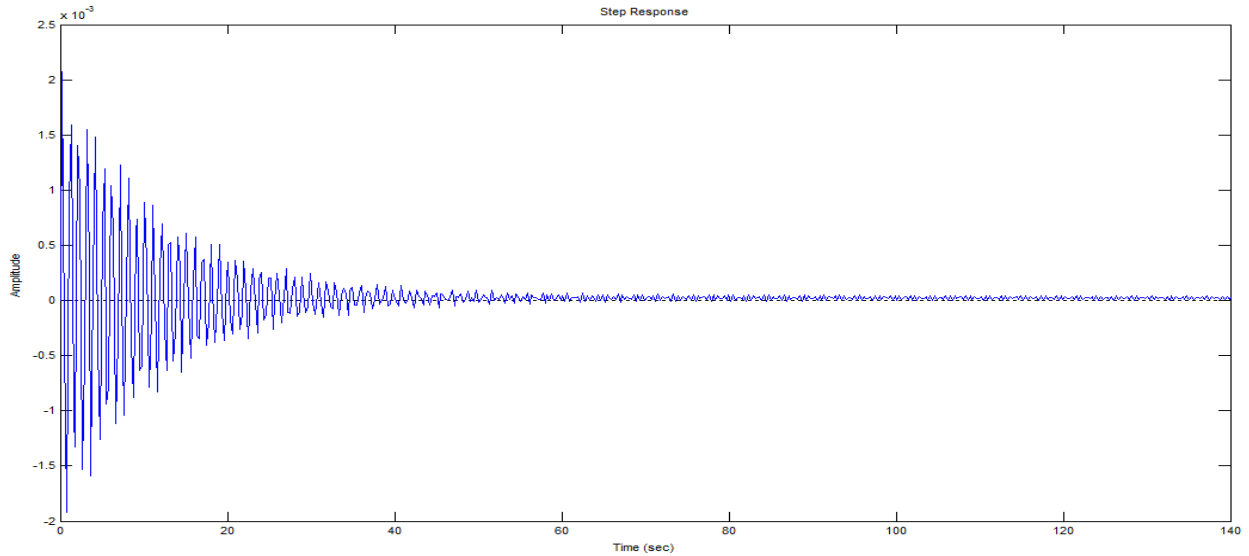


Figura 12.5: Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)

Linealización entorno a $\bar{v} = 15 \text{ m/s}$

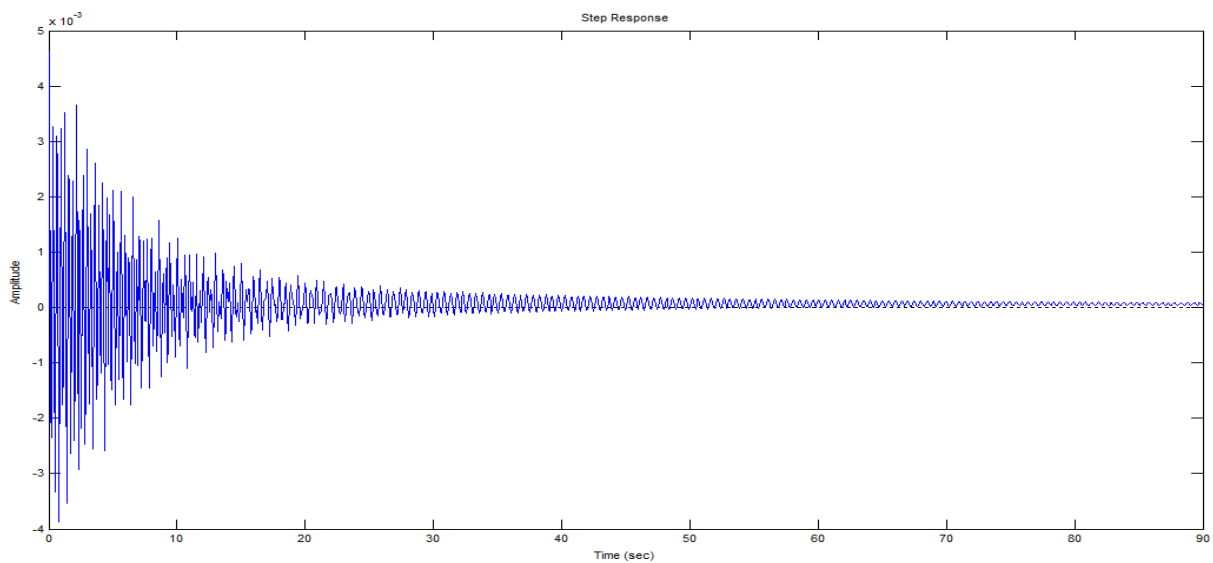


Figura 12.6: Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)

Linealización entorno a $\bar{v} = 17 \text{ m/s}$

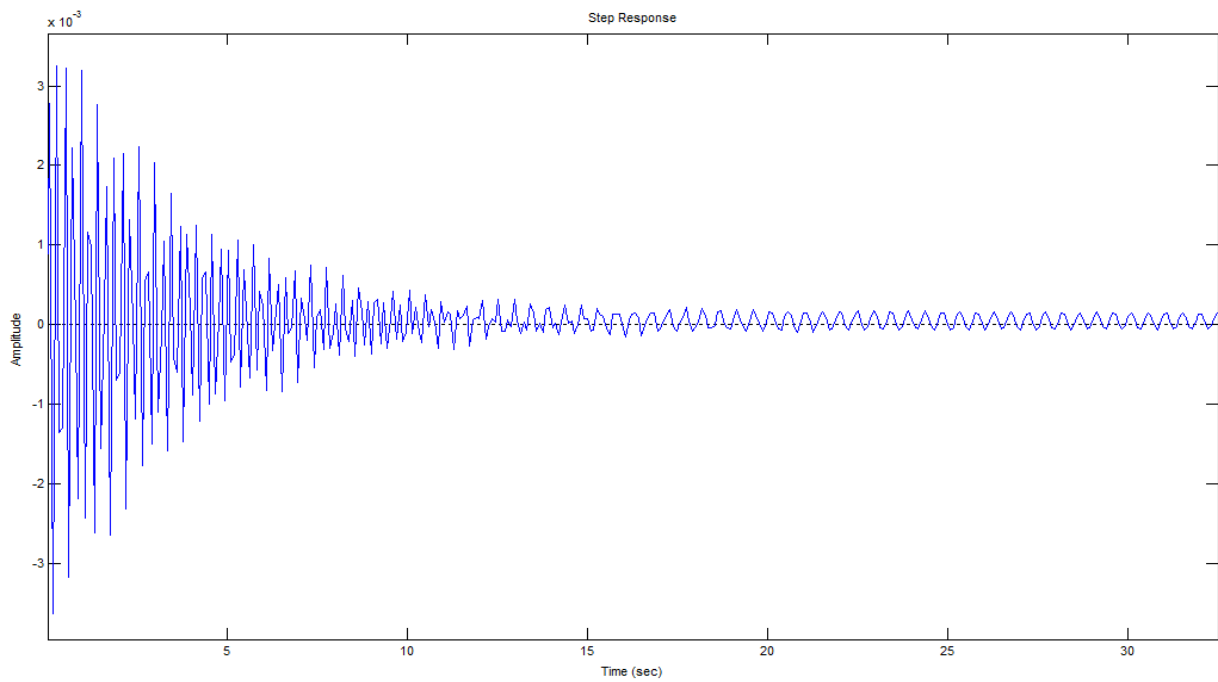


Figura 12.7: Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)

Linealización entorno a $\bar{v} = 18 \text{ m/s}$

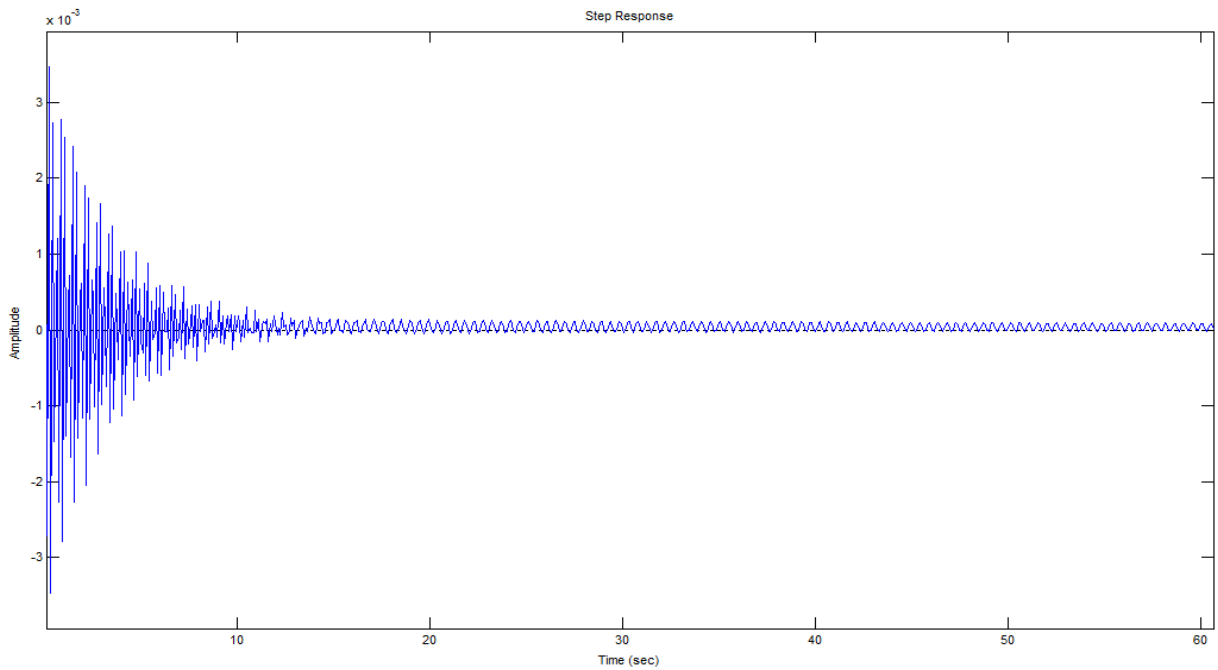


Figura 12.8: Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)

Linealización entorno a $\bar{v} = 21 \text{ m/s}$

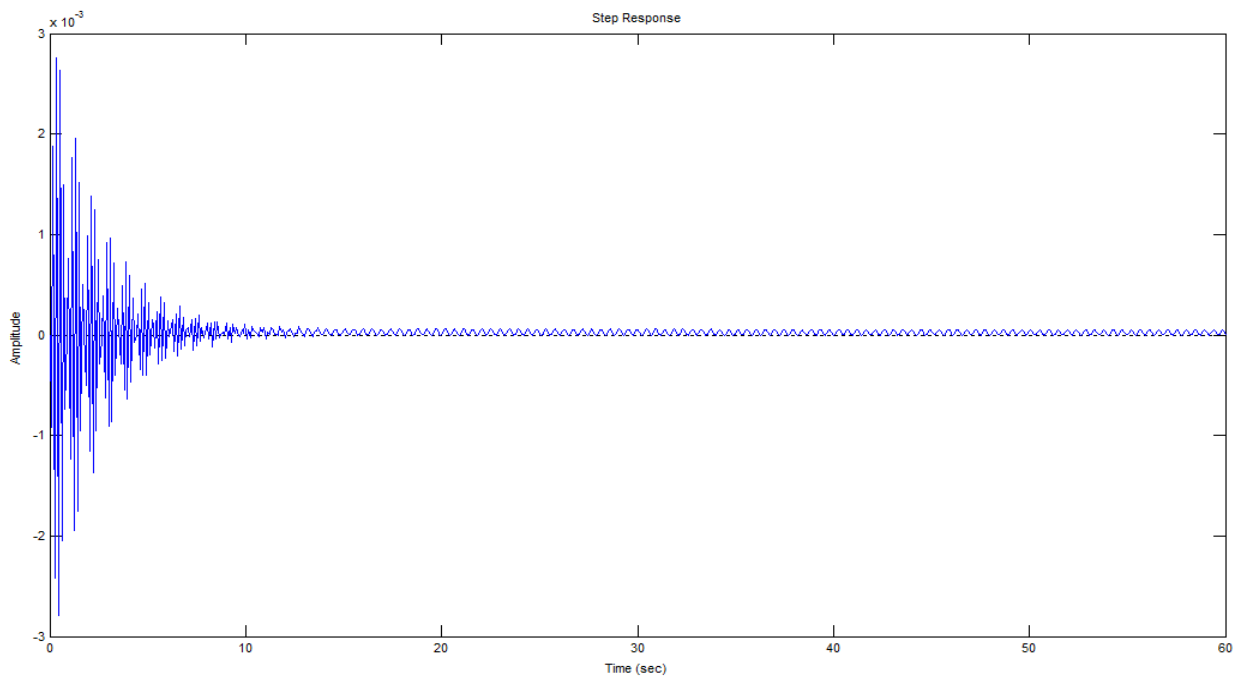


Figura 12.9: Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)

Linealización entorno a $\bar{v} = 23 \text{ m/s}$

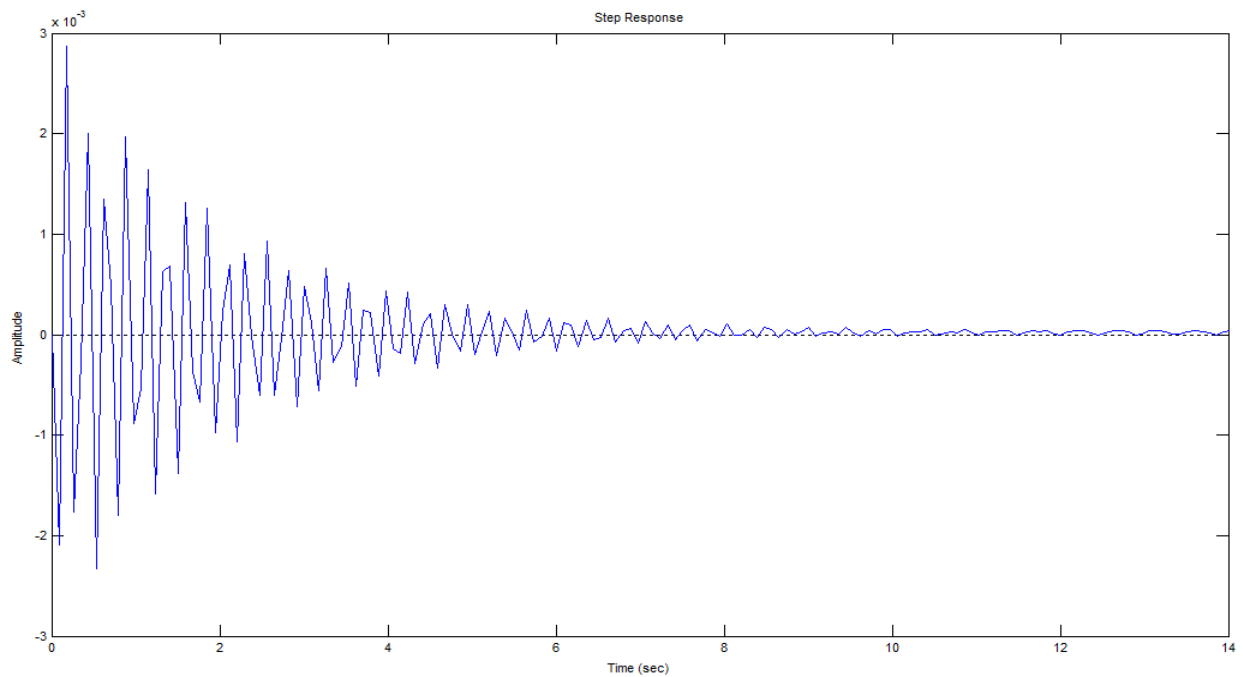


Figura 12.10: Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)

Como se observa en las fig. 12.5, 12.6, 12.7, 12.8, 12.9 y 12.10, en todos los casos se tiene error nulo frente a una entrada de tipo escalón (sistema tipo 1) tal como se deseaba en el momento de diseño. En cuanto a los tiempos de respuesta los mismos parecen ser razonables siendo en el peor de los casos de 20 segundos. Por otro lado en lo que respecta al sobretiro tampoco se observan grandes valores, siendo el apartamiento más grande de la posición de equilibrio registrado del orden de $3 \times 10^{-3} \text{ rad/s}$ correspondiendo esto a menos de un 0,01 %.

12.10. Respuesta del sistema simulado

En esta sección se presentaran algunas figuras de la respuesta al escalón del sistema simulado. El sistema que se utilizo para realizar las simulaciones es el que se muestra en la fig. 12.3. El sistema recibe como entrada un escalón de viento. Como ya fue mencionado el control de pitch comienza a actuar para velocidades de viento mayores a 13 m/s . A continuación se presentan algunos resultados representativos del comportamiento del sistema.

En las siguientes figuras aparece representada la variación de la velocidad del generador ante un escalón de viento, el objetivo del control es mantener la velocidad constante.

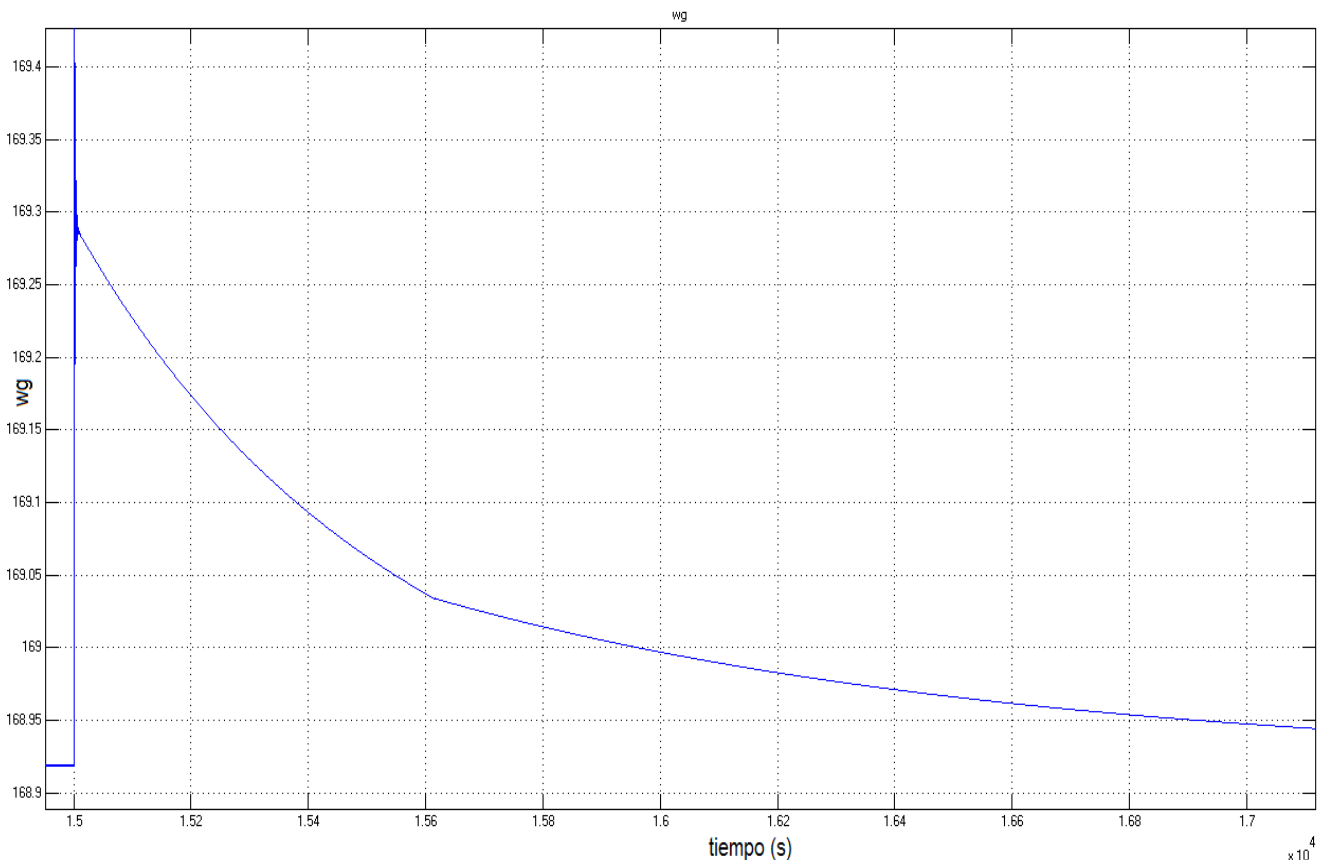


Figura 12.11: Respuesta del sistema a un escalón de 13 m/s a 14 m/s .

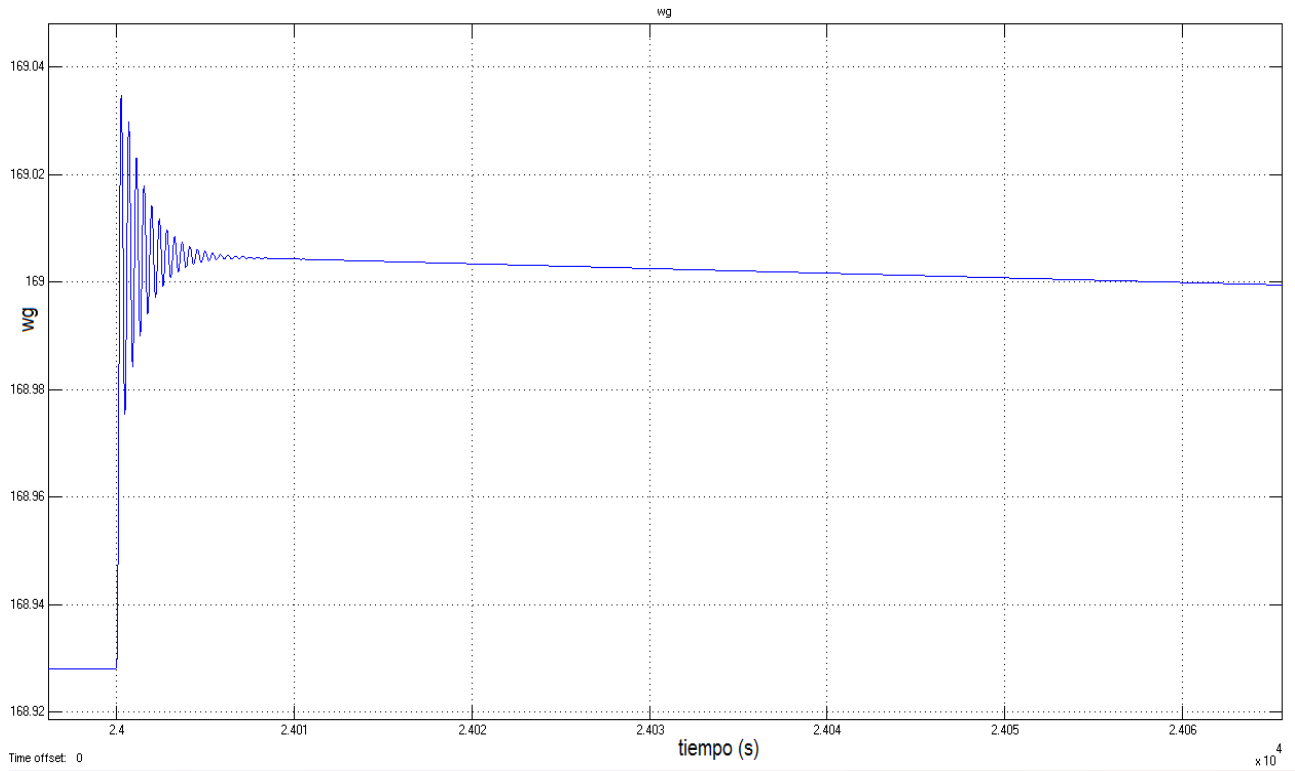


Figura 12.12: Respuesta del sistema a un escalón de 14 m/s a 15 m/s.

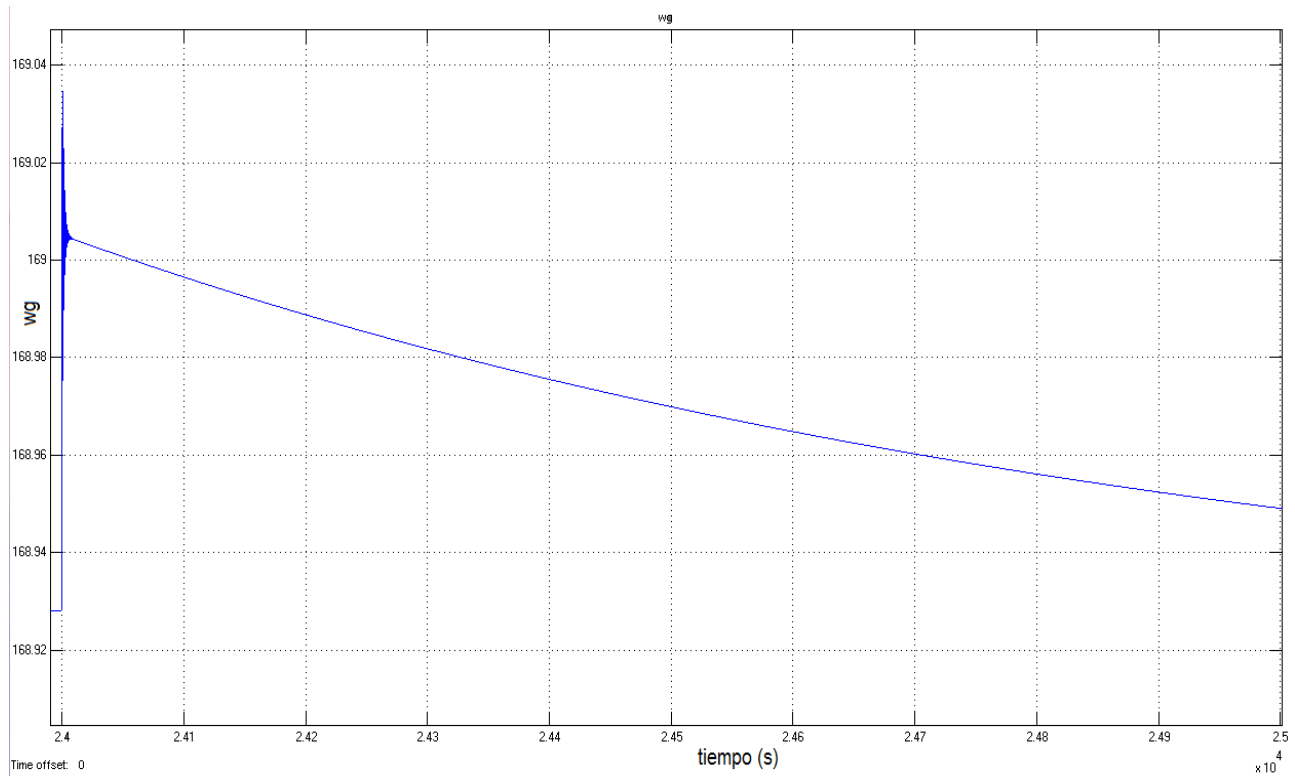


Figura 12.13: Respuesta del sistema a un escalón de 17 m/s a 18 m/s.

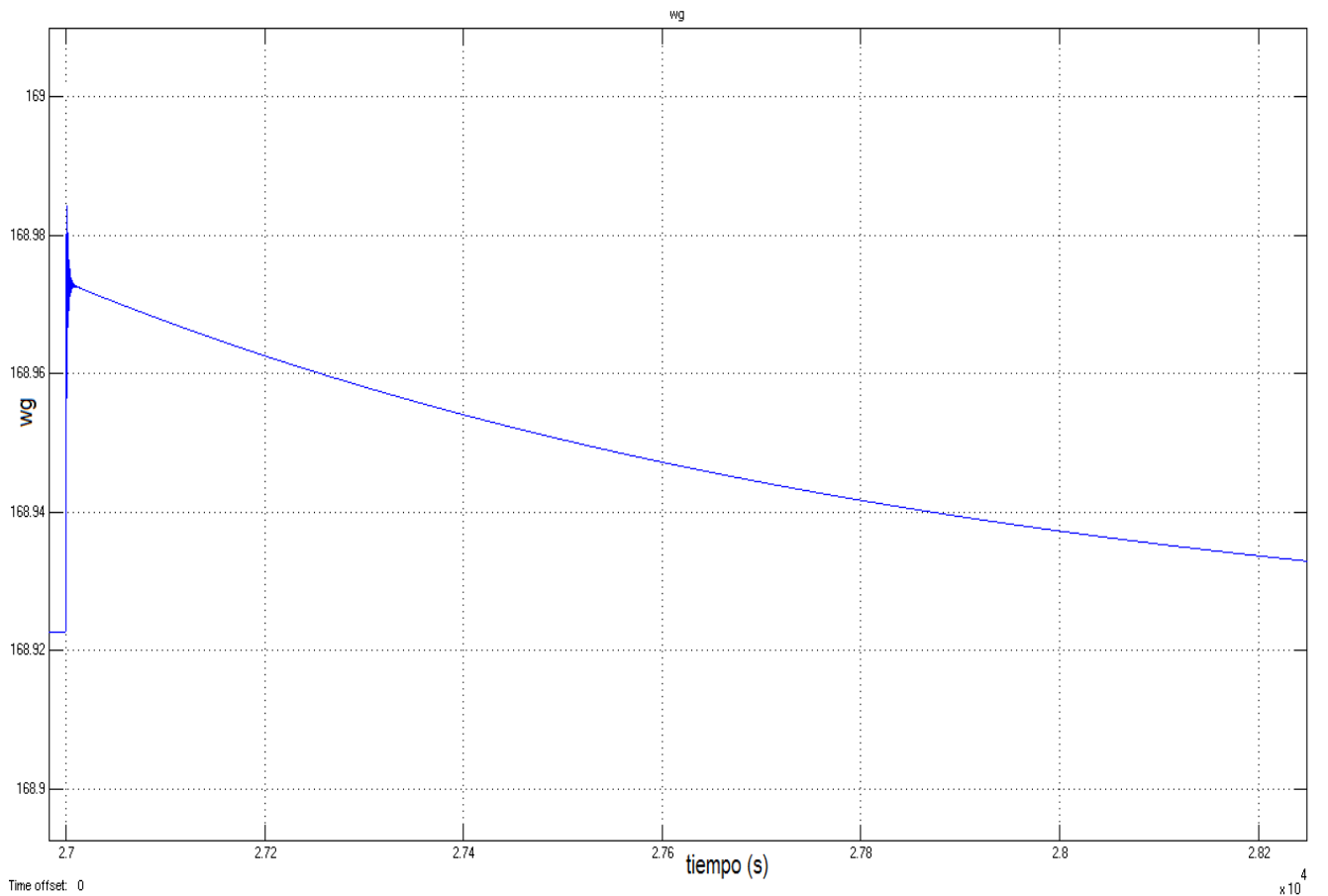


Figura 12.14: Respuesta del sistema a un escalón de 18 m/s a 19 m/s.

Apreciando las respuestas del sistema simulado, el lector en un principio podría pensar que los tiempos de respuesta del sistema son muy lentos. Esto estrictamente es cierto, pero dado que los apartamientos respecto a la velocidad nominal de la máquina son muy pequeños esto no representaría un problema para el sistema. Es decir si bien se demora mucho en llegar al régimen, la velocidad se mantiene muy próxima a la nominal del generador, y el sobretiro obtenido es despreciable.

12.11. Conclusiones

En este capítulo se logró un óptimo funcionamiento del sistema en todo el rango de velocidades de viento de interés. En particular se pudo implementar el control de pitch que logra superar las limitaciones de el resto de los controladores. Por otro lado se pudo incorporar al sistema este controlador logrando un buen funcionamiento del sistema en todo su conjunto, delimitando las zonas de actuación de cada controlador.

En la fig. 12.15 se muestra el sistema completo incluyendo el control de pitch diseñado en el presenta capítulo. Además se presenta a modo de resumen las zonas de funcionamiento que se pueden encontrar en el sistema mostrado en la fig. 12.15, explicando el funcionamiento de cada una de ellas.

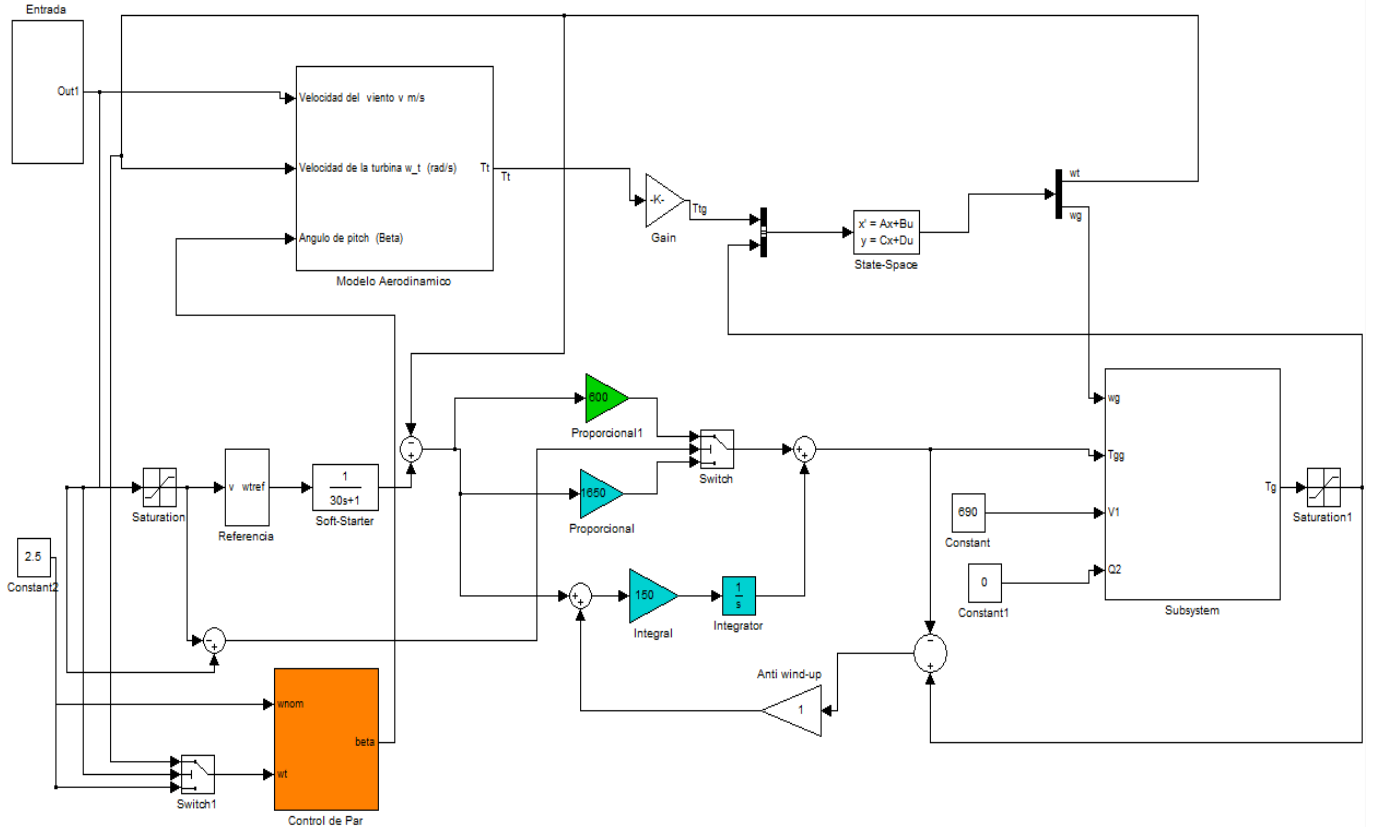


Figura 12.15: Modelo en Simulink del Sistema completo

■ Velocidades de viento entre 3 m/s y 8,125 m/s:

En este rango de velocidades actúa el control de Par (color celeste en la figura). El mismo ya fue explicado en el capítulo 10. En este rango de velocidades el control de pitch mantiene en su salida $\beta = 0$. El sistema se encuentra funcionando a una velocidad angular menor a la nominal y el par del generador se encuentra por debajo del nominal. En esta zona se realiza un seguimiento del punto óptimo del sistema.

■ Velocidades de viento entre 8,125 m/s y 13 m/s:

A partir de $v = 8,125m/s$ la velocidad del sistema se satura en ω_{nom} . El par se encuentra por debajo del par nominal, y el control de pitch sigue manteniendo a su salida $\beta = 0$. En esta zona ya no se realiza un seguimiento del punto óptimo. El control utilizado (en verde en la figura) no es el mismo que para la zona de bajas velocidades dado que este no cumplía con los requerimientos del sistema para la zona en cuestión, es por eso que cuando se entra en esta zona el controlador pasa a ser $1650 + \frac{150}{s}$, como ya fue mencionado este método de cambiar el controlador de acuerdo al punto de funcionamiento es denominado *Gain Scheduling*[15].

■ Velocidades de viento mayores a 13 m/s:

A partir de $v = 13m/s$ el par de la máquina se satura en el par nominal. El control de pitch (en naranja en la figura) comienza a actuar para evitar que la velocidad del

sistema se aparte de la nominal. A medida que la velocidad del viento aumenta el control de pitch comienza a aumentar el ángulo de referencia que le pasa al servo-mecanismo de forma de reducir el par de la turbina.

En el próximo capítulo se realizarán pruebas sobre el funcionamiento de este sistema.

Capítulo 13

Pruebas del sistema

13.1. Introducción

Con el simulador terminado en su totalidad es momento de realizar algunas pruebas sobre el sistema, aparte de las que se han venido realizando en el transcurso de este trabajo. Con ese cometido es que en este capítulo se resumen algunas de las simulaciones más importantes que se pueden realizar en el simulador. Es claro que hay algunas que quedan afuera de este capítulo que pueden llegar a resultar de interés para el lector, la idea de este capítulo es cubrir la mayoría de las pruebas importantes.

El capítulo se organiza en secciones donde se van evaluando diferentes respuestas del sistema: para velocidades bajas, intermedias y altas de viento, así como también un breve estudio de la torsión en el eje y la respuesta del sistema frente a huecos de tensión. Cuando se habla de respuesta del sistema, se refiere a la evolución de las magnitudes de mayor interés que se pueden encontrar en el mismo, velocidad, par, corriente y potencia, entre otras.

13.2. Respuesta del sistema ante serie de escalones

13.2.1. Entrada

En primera instancia se presenta la respuesta del sistema ante una entrada compuesta por escalones consecutivos de viento que abarcan todo el rango de velocidades de interés, de manera de poder observar un panorama global del simulador implementado. Luego como se ha mencionado anteriormente se procede a un análisis más detallado de los resultados para cada región de funcionamiento del aerogenerador.

Entrada de viento

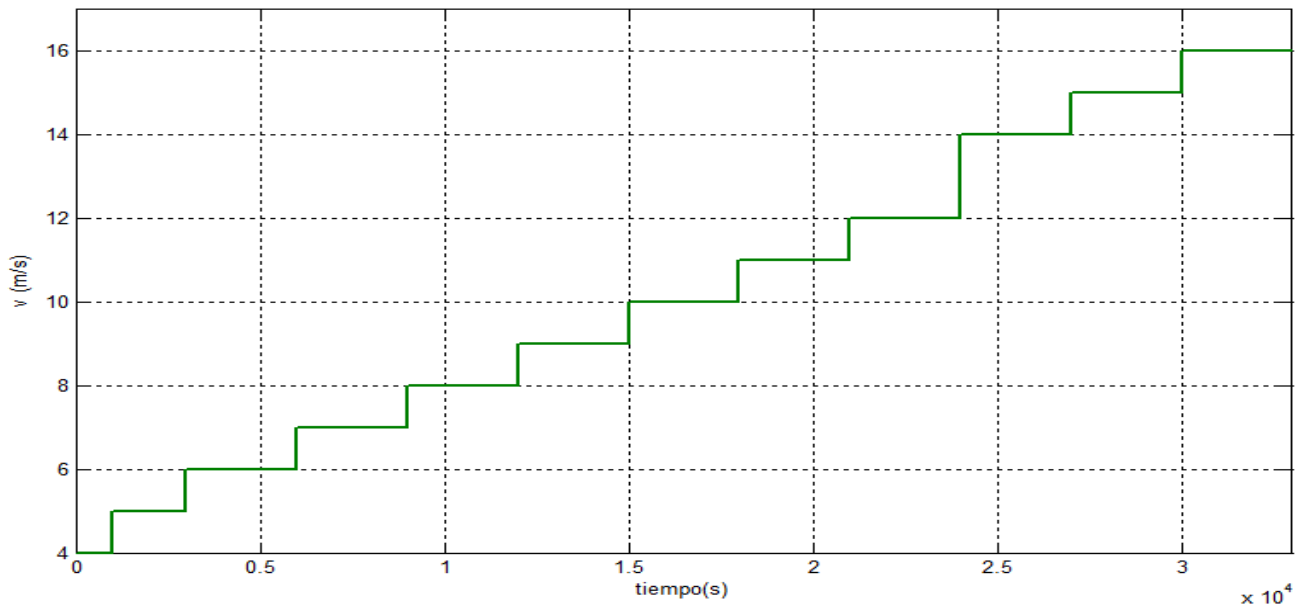


Figura 13.1: Entrada de viento escalonada al sistema v (m/s).

13.2.2. Magnitudes de interés

Velocidad angular de la turbina

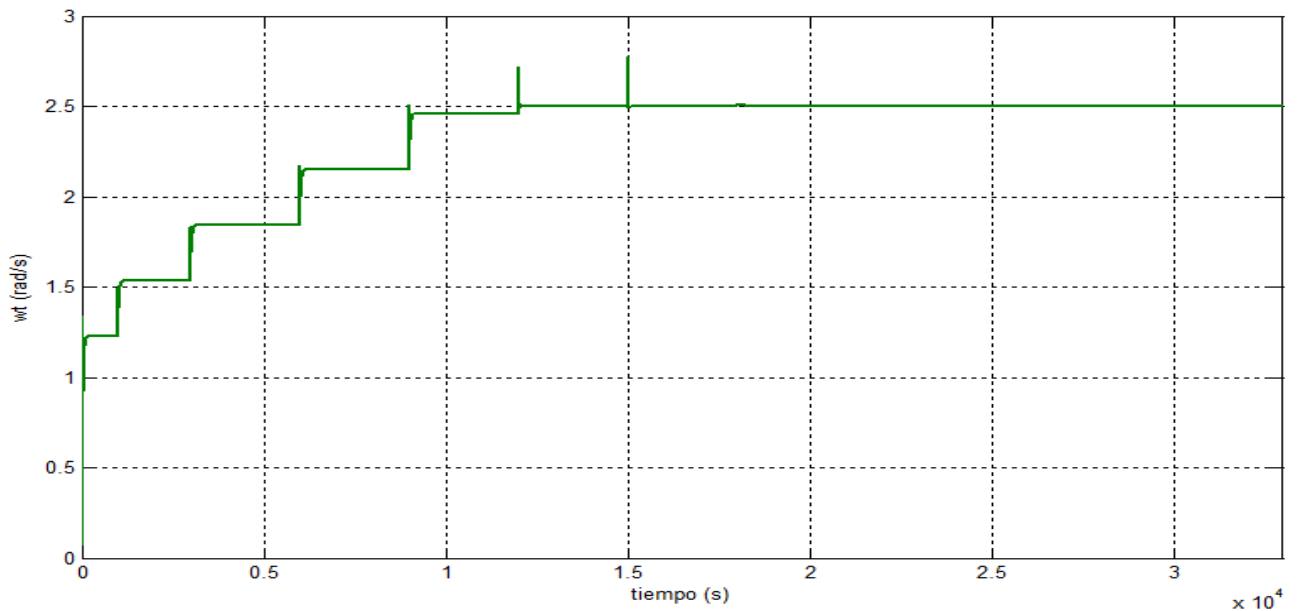


Figura 13.2: Velocidad angular de la turbina ω_t (rad/s).

Velocidad angular del generador

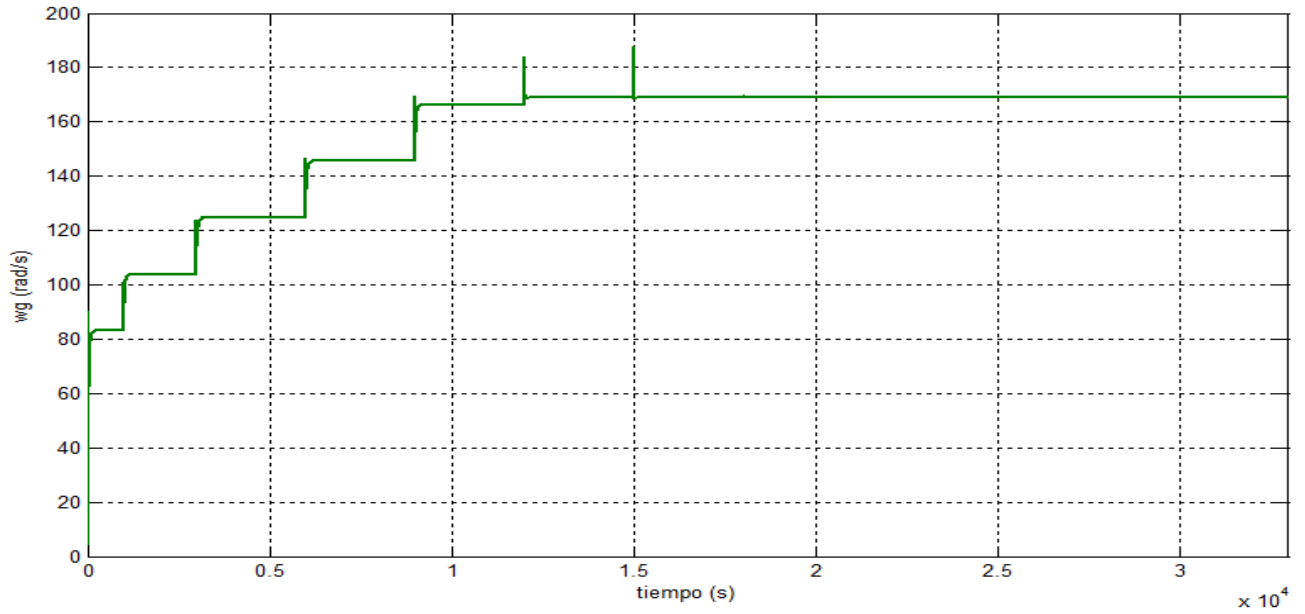


Figura 13.3: Velocidad angular del generador ω_g (rad/s).

Corriente del rotor

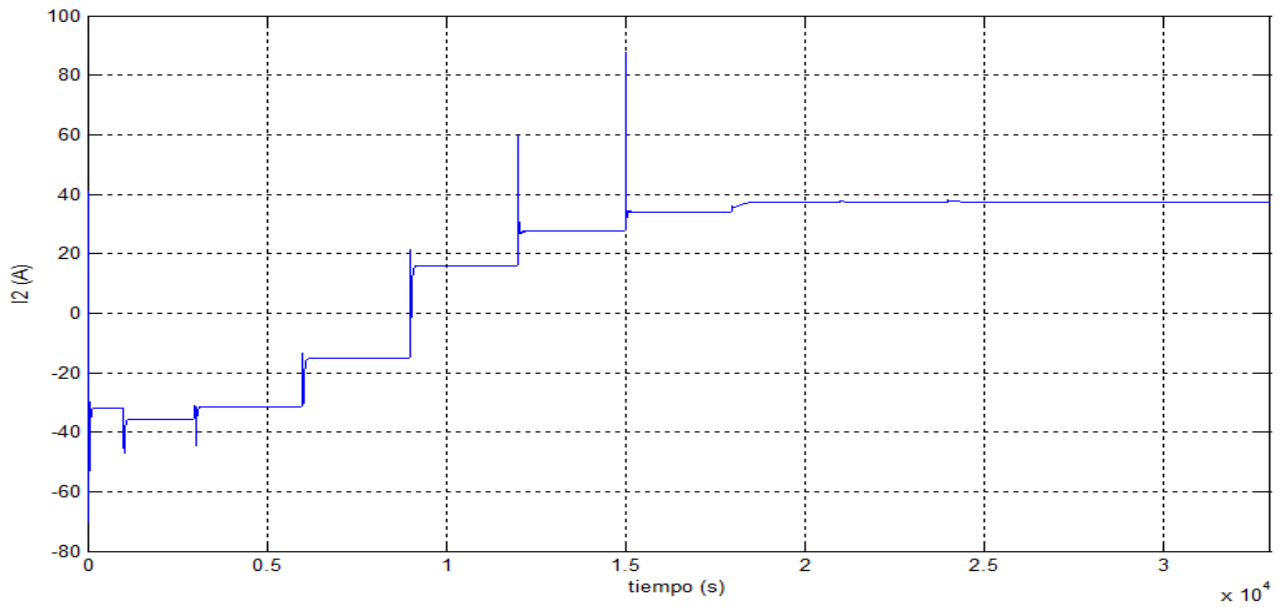


Figura 13.4: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

Potencia mecánica

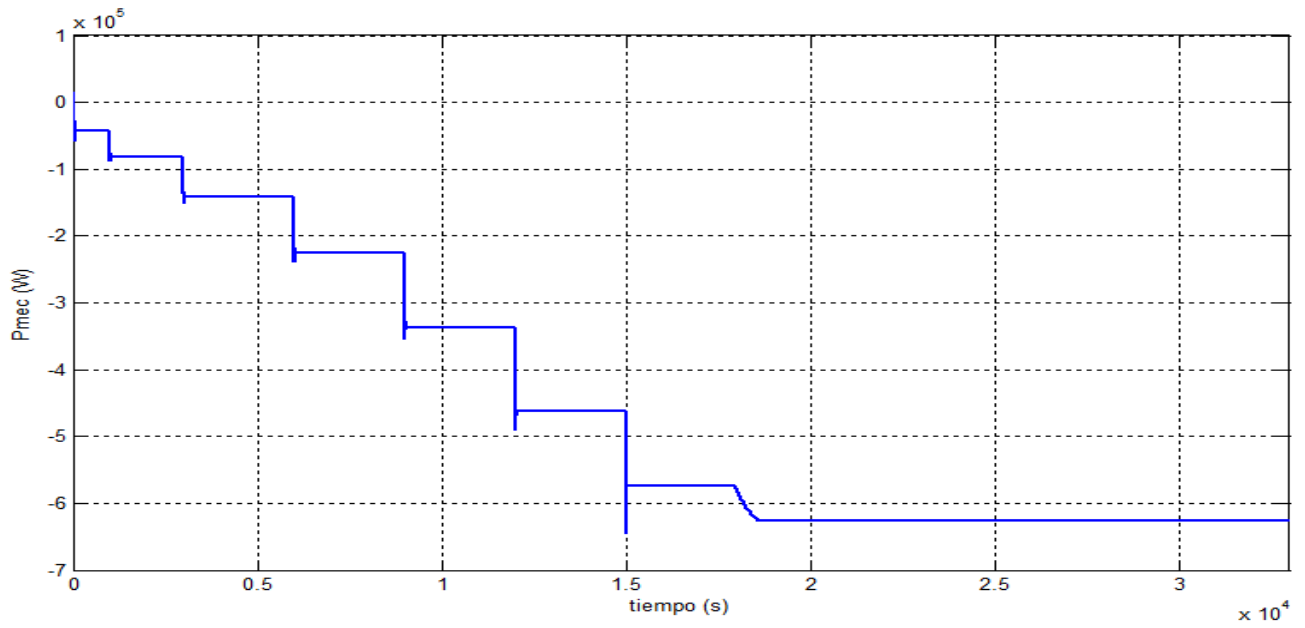


Figura 13.5: Potencia mecánica del rotor P_{mec} (W).

Potencia rotórica

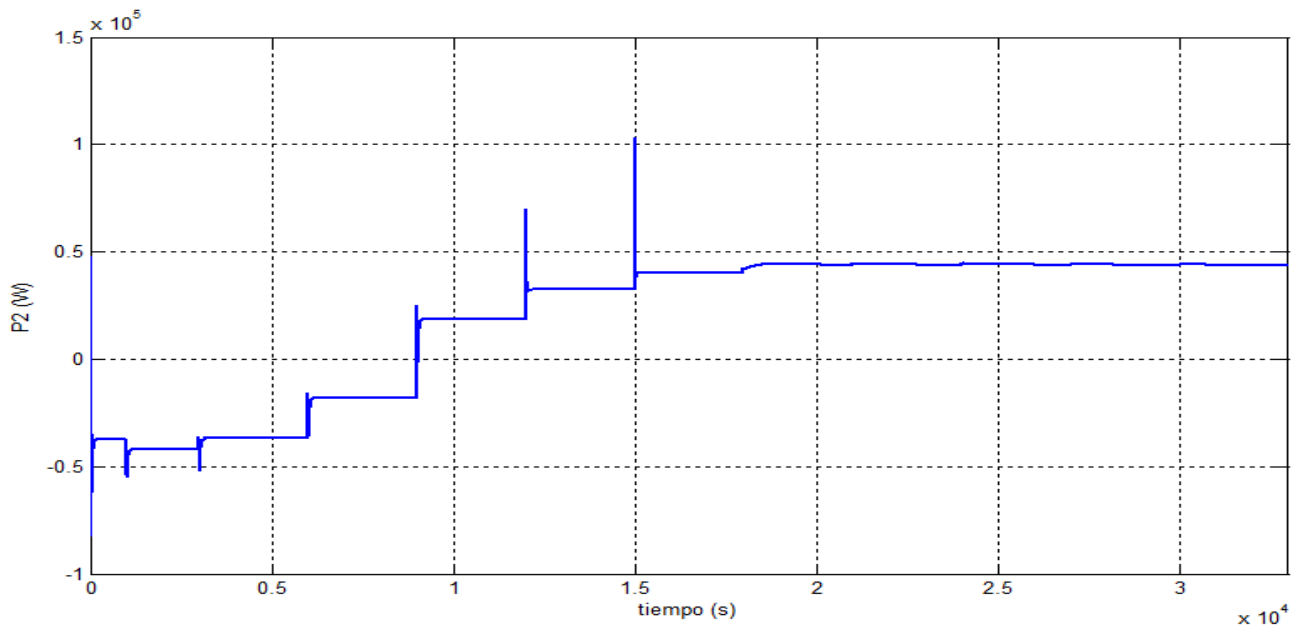


Figura 13.6: Potencia rotórica del generador P_2 (W).

Potencia generada

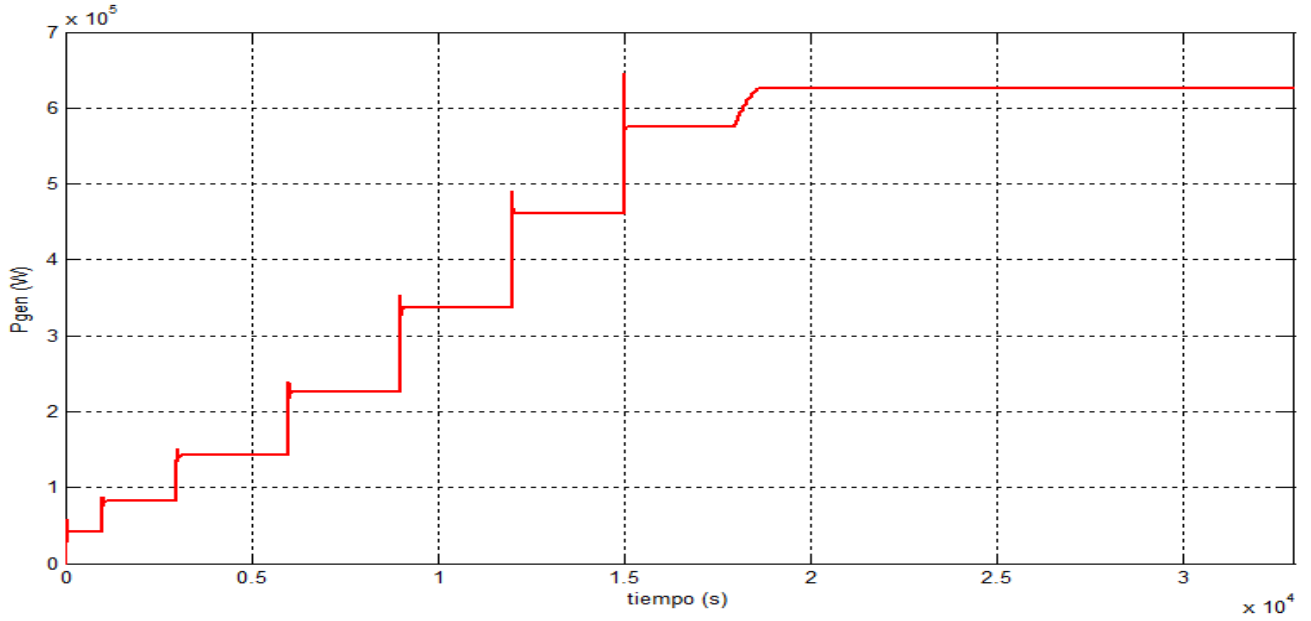


Figura 13.7: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W).

Balace de potencias intervinientes en el generador asíncrono

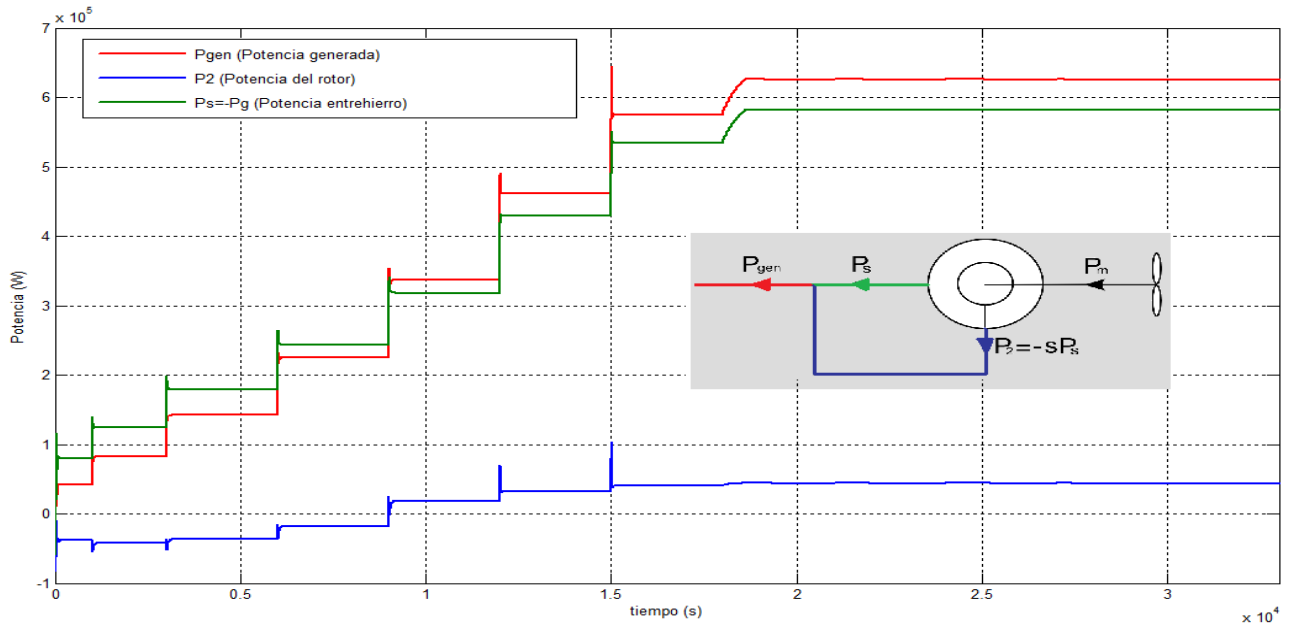


Figura 13.8: Balace de potencias (W).

Ángulo de pitch

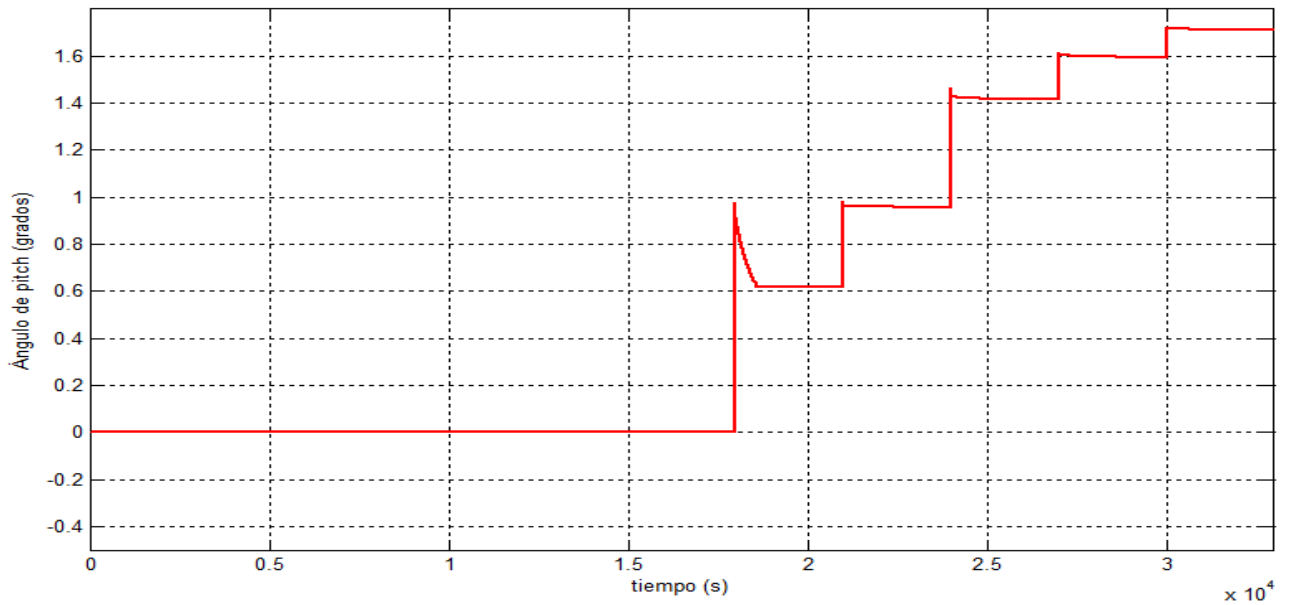


Figura 13.9: Ángulo de pitch β en grados.

13.2.3. Rangos de trabajo

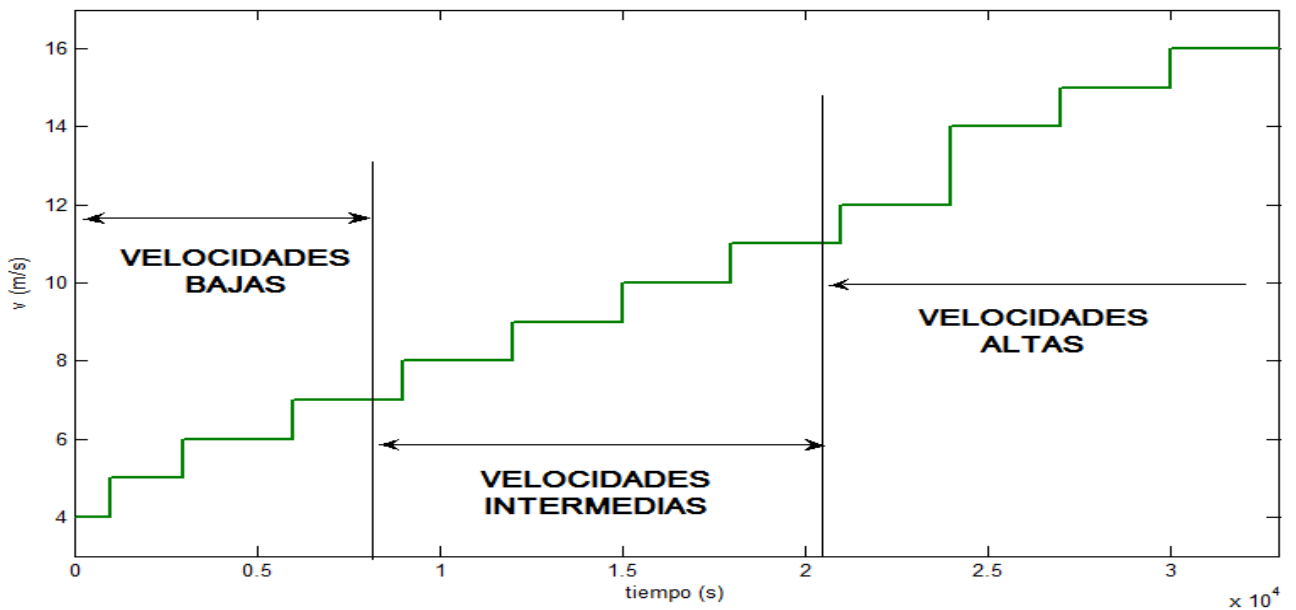


Figura 13.10: Rangos de operación visto en la velocidad de viento.

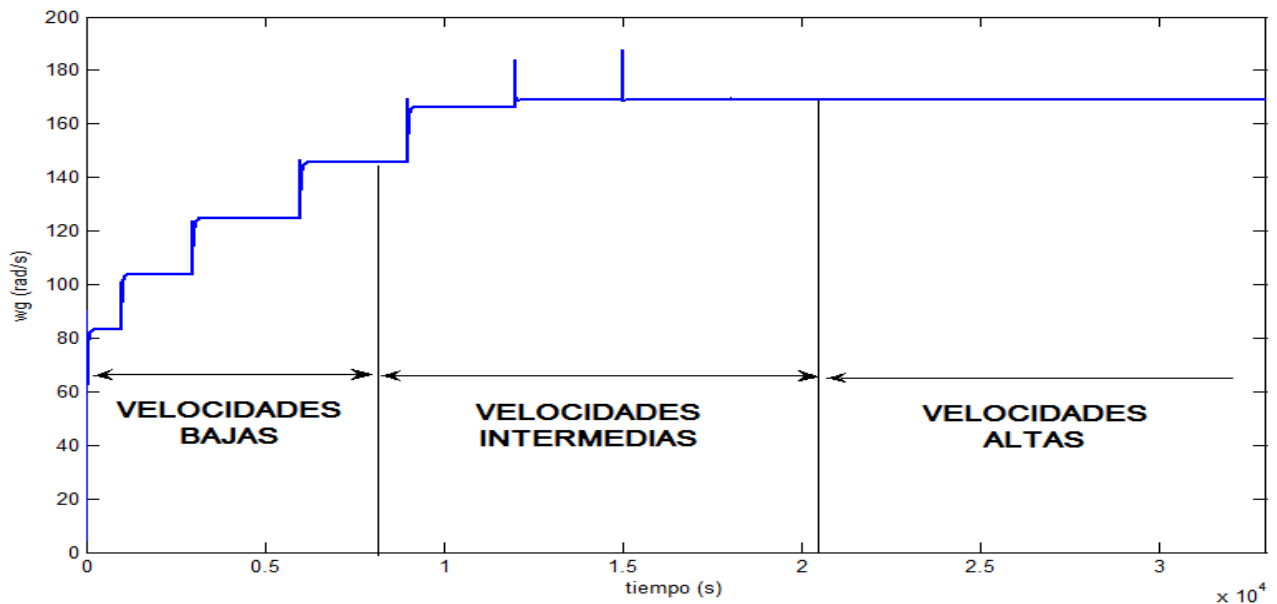


Figura 13.11: Rangos de operación visto en la velocidad angular del generador.

13.2.4. Observaciones

En esta sección se procedió a realizar un estudio de la evolución de las principales magnitudes del sistema, en base a una simulación en donde se buscó abarcar todo el rango de funcionamiento del mismo. Se aprecia que los resultados fueron satisfactorios. En la fig. 13.8 se aprecia el comportamiento de las potencias que intervienen en el balance realizado en la máquina asíncrona, en dicha figura queda de manifiesto el comportamiento que fue descrito en la teoría introducida en capítulos anteriores. En las próximas tres secciones se procede al análisis de todas las magnitudes de interés en los distintos rangos de operación mencionados en el Capítulo 8.

13.3. Respuesta del sistema en velocidades bajas

En esta sección se presentan las respuestas para entradas de viento de baja velocidad, tal como fue explicitado con anterioridad este rango corresponde a velocidades entre 3 m/s y 8 m/s . Todas las figuras presentadas en esta sección son ampliaciones en el tiempo de la respuesta global del sistema presentada en la sección anterior.

En velocidades bajas se optó por mostrar las magnitudes pertinentes para observar el comportamiento del sistema al aplicar un escalón de 1 m/s , obteniéndose el valor en regimen de tres distintos puntos de operación, cuando la velocidad del viento es de $v = 4 \text{ m/s}$, $v = 5 \text{ m/s}$ y por último para $v = 6 \text{ m/s}$.

13.3.1. Magnitudes de interés para $v = 4 \text{ m/s}$

A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.12 y 13.14), par ejercido por el generador (fig. 13.16), corriente rotórica

(13.18), potencia mecánica (13.20), potencia eléctrica rotórica (13.22) y potencia eléctrica inyectada a la red (13.24).

Velocidad angular del generador

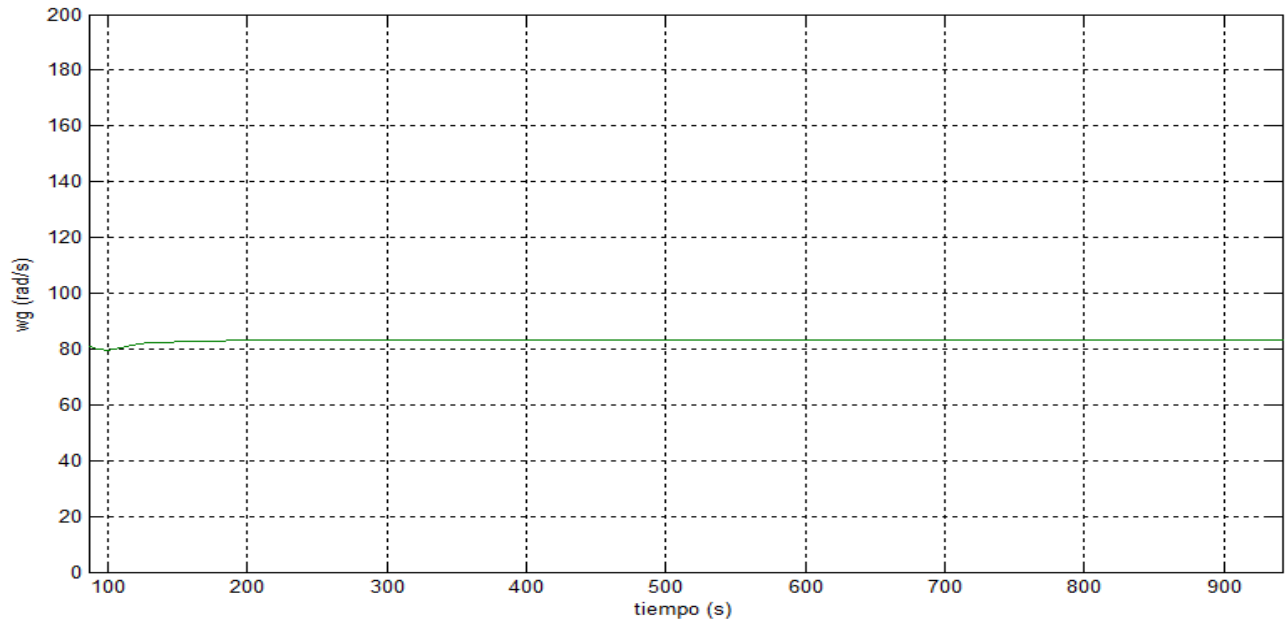


Figura 13.12: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 4 m/s$.

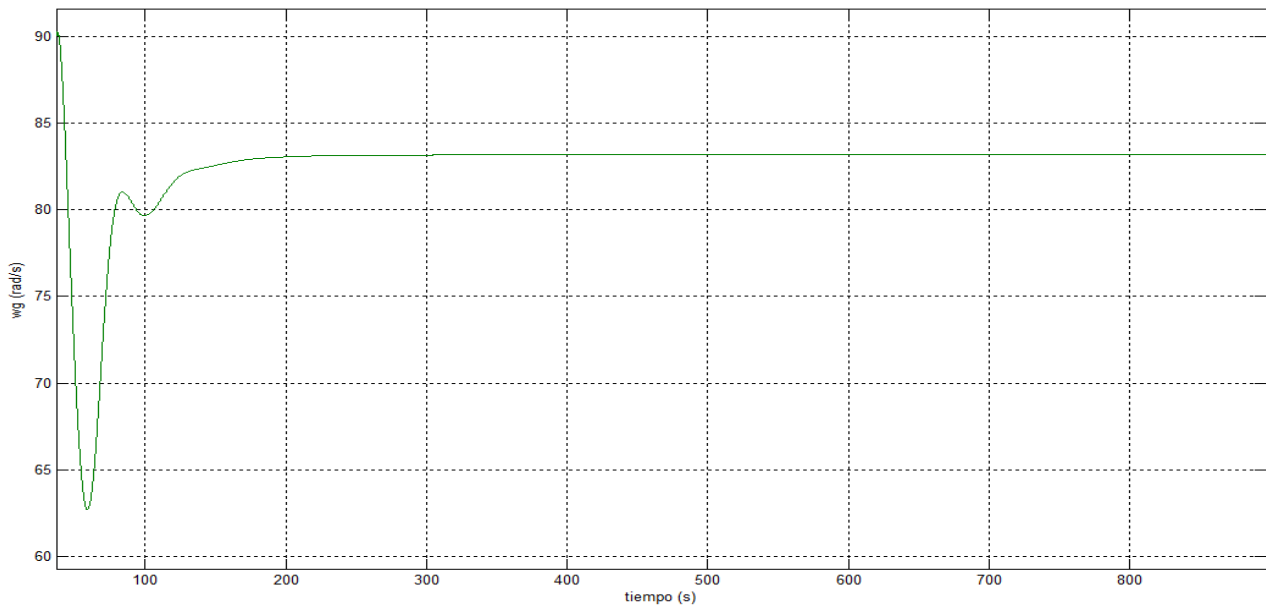


Figura 13.13: Zoom de 13.12.

Velocidad angular de la turbina

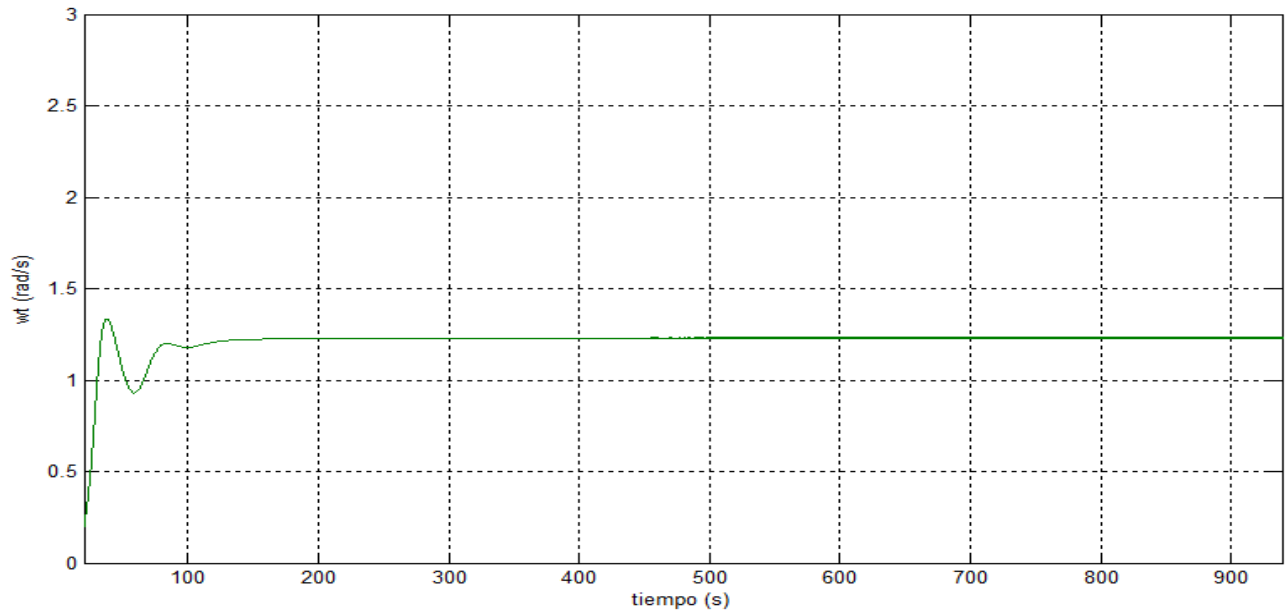


Figura 13.14: Velocidad angular de la turbina en rad/s para $v = 4 m/s$

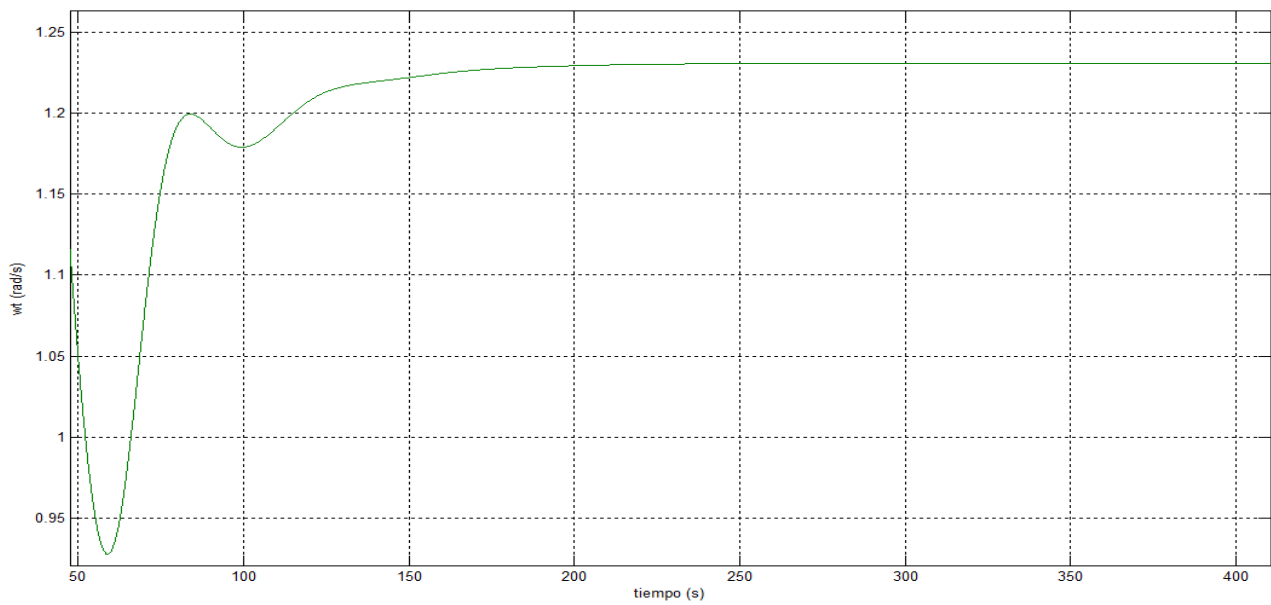


Figura 13.15: Zoom de 13.14.

Par del generador

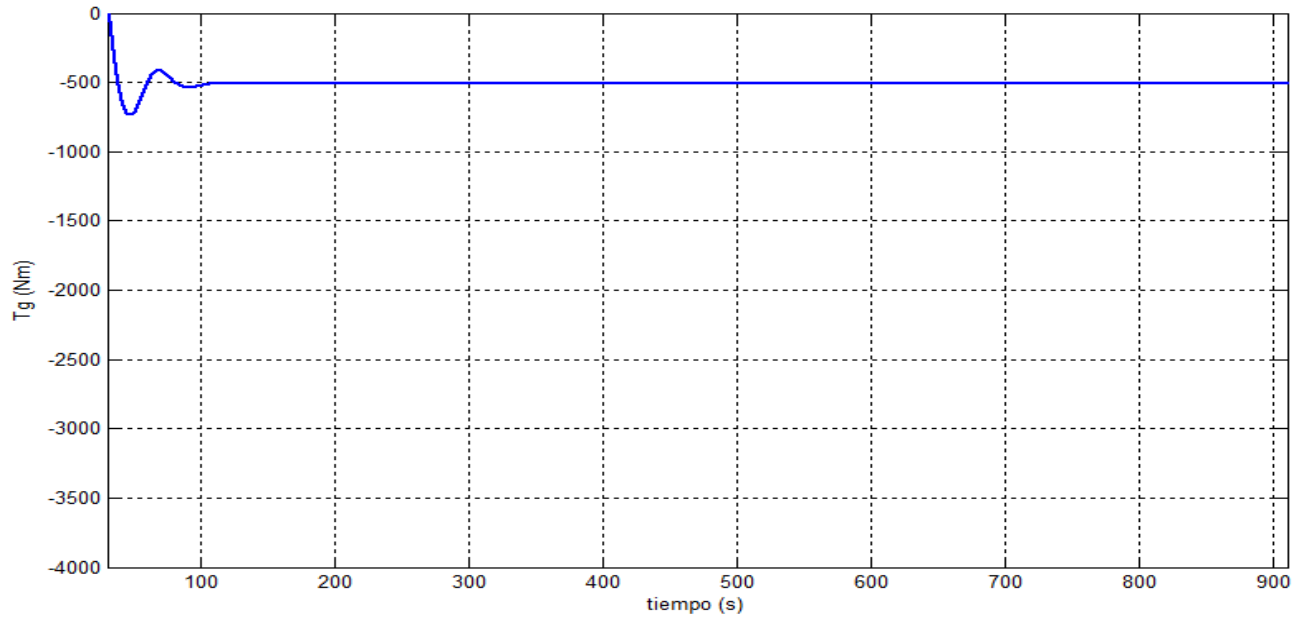


Figura 13.16: Par del generador en Nm para $v = 4 \text{ m/s}$

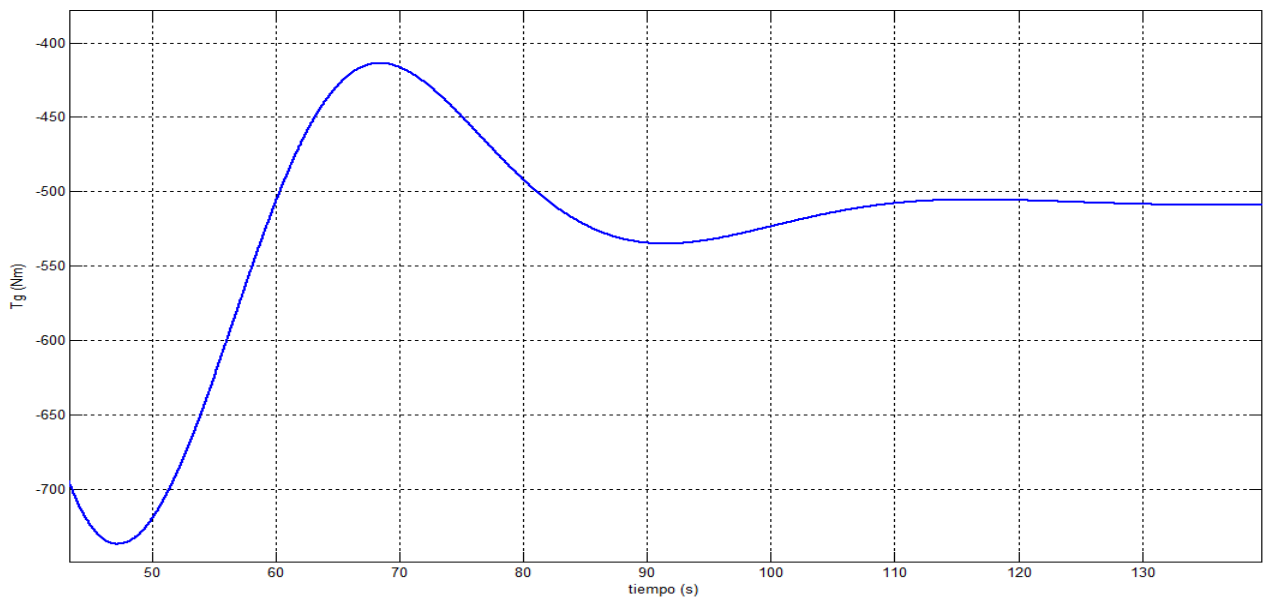


Figura 13.17: Zoom de 13.16.

Corriente del rotor

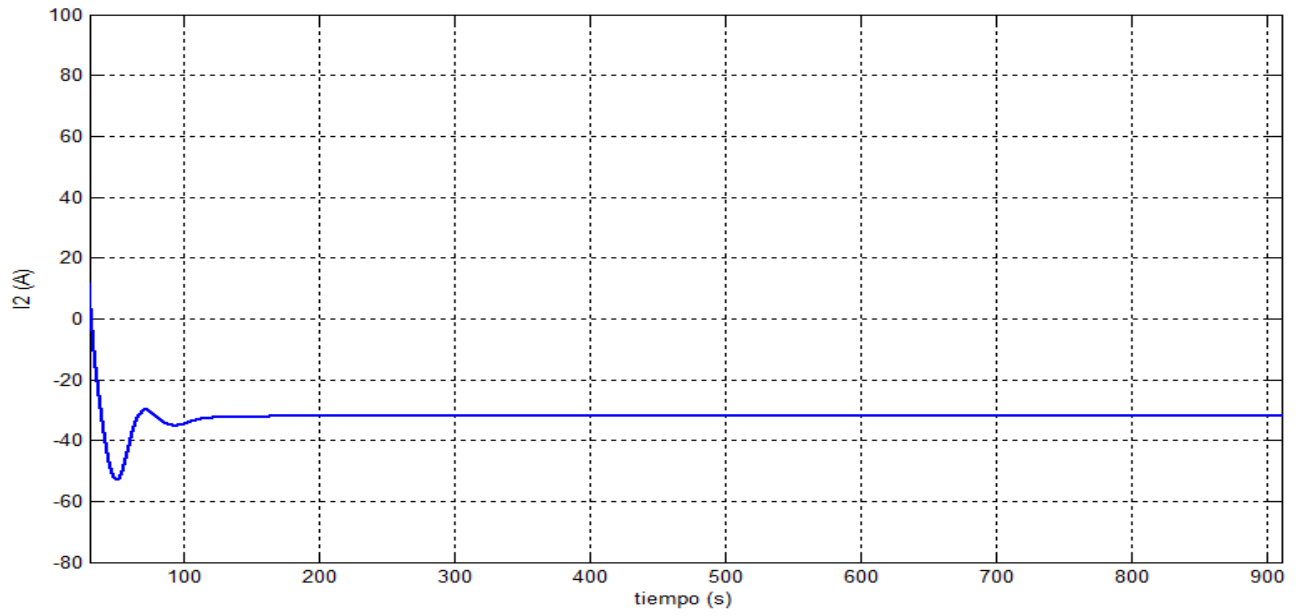


Figura 13.18: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

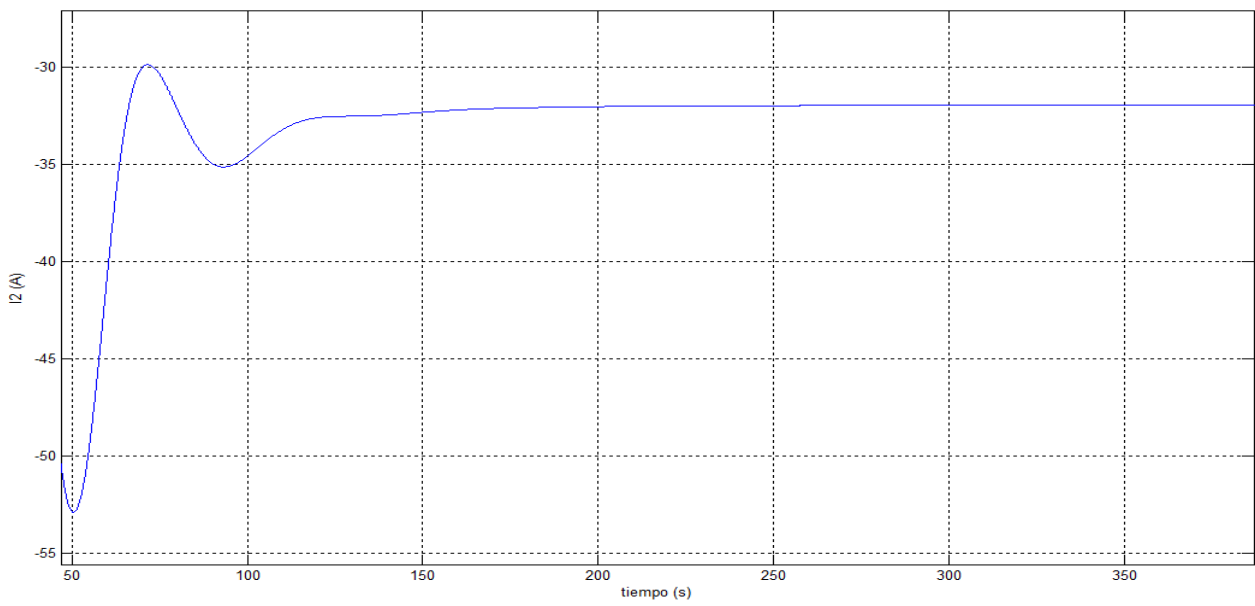


Figura 13.19: Zoom de 13.18.

Potencia mecánica

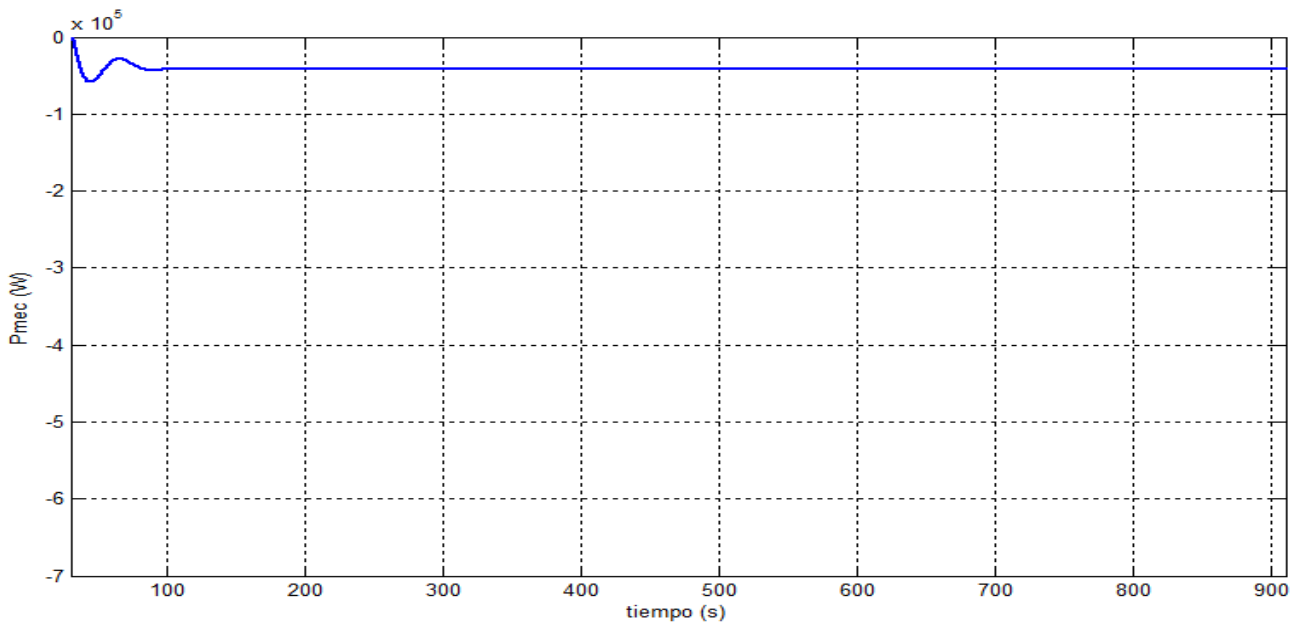


Figura 13.20: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 4 \text{ m/s}$

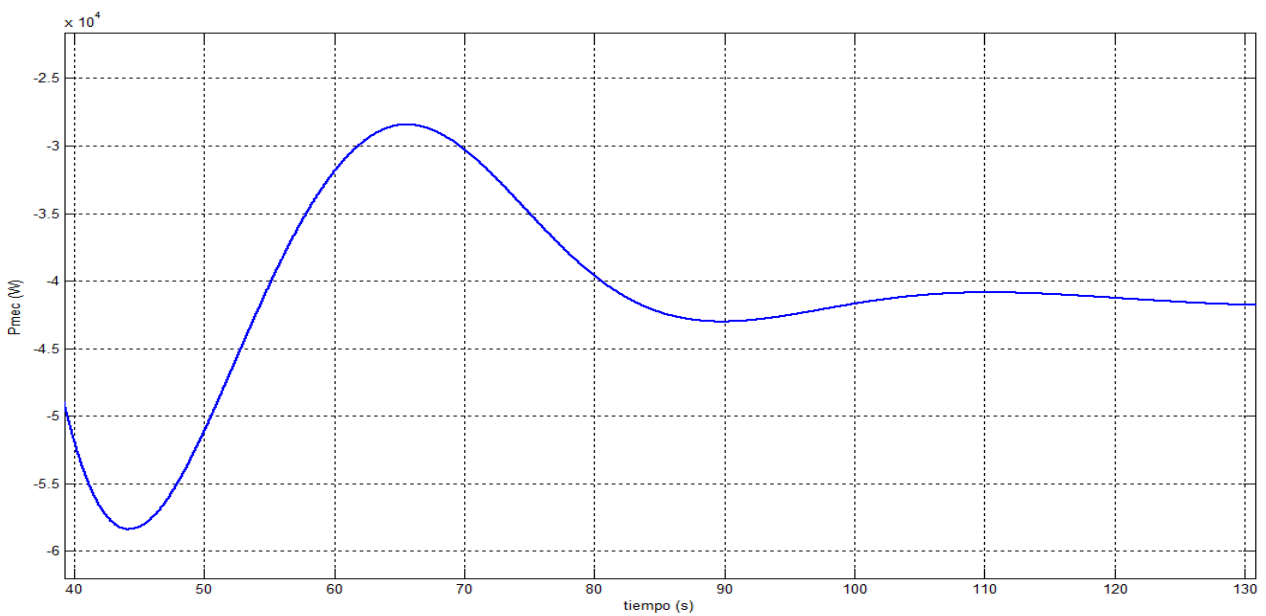


Figura 13.21: Zoom de 13.20.

Potencia rotórica

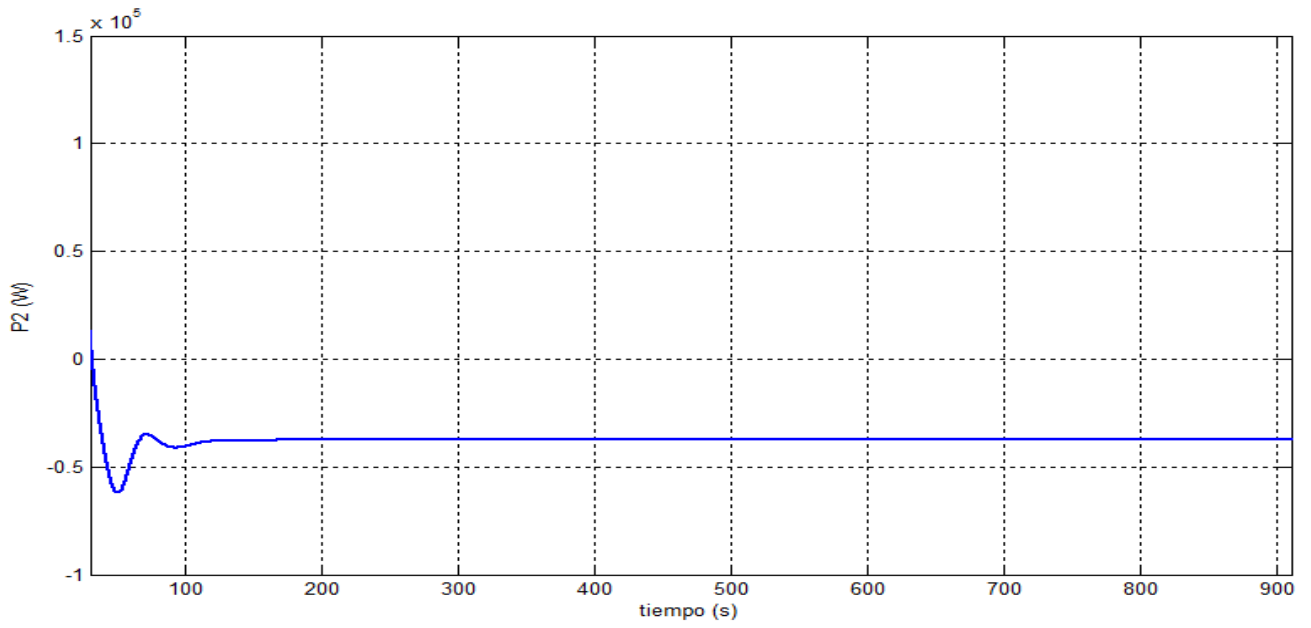


Figura 13.22: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 4 \text{ m/s}$

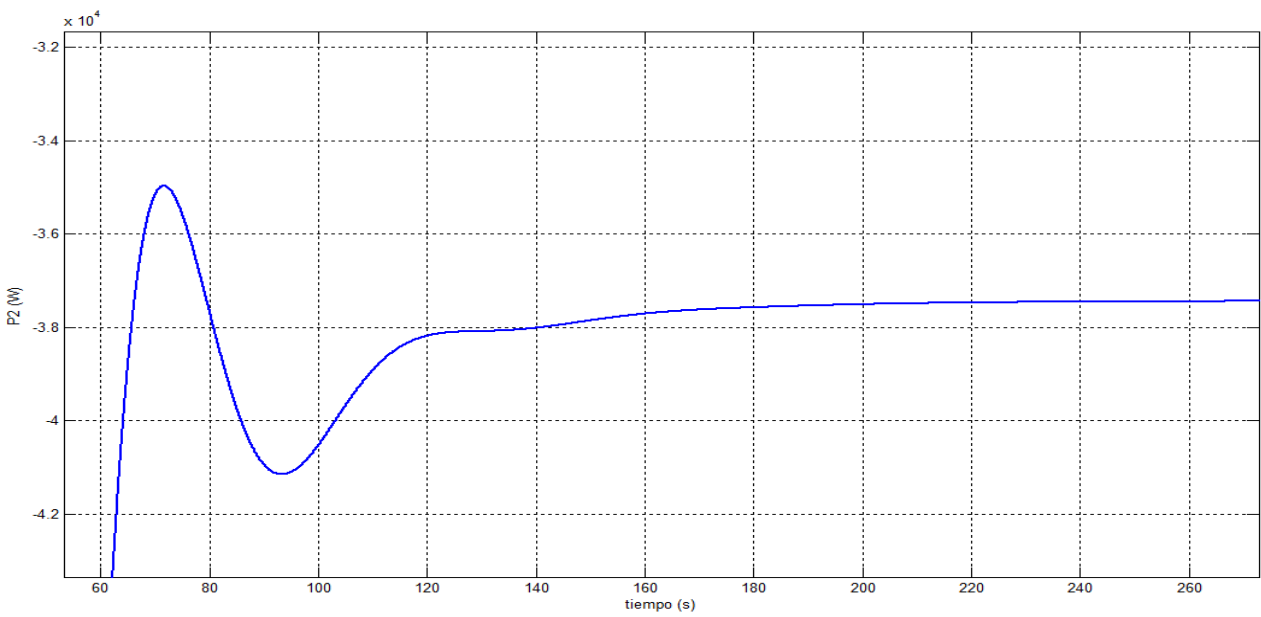


Figura 13.23: Zoom de 13.22.

Potencia generada

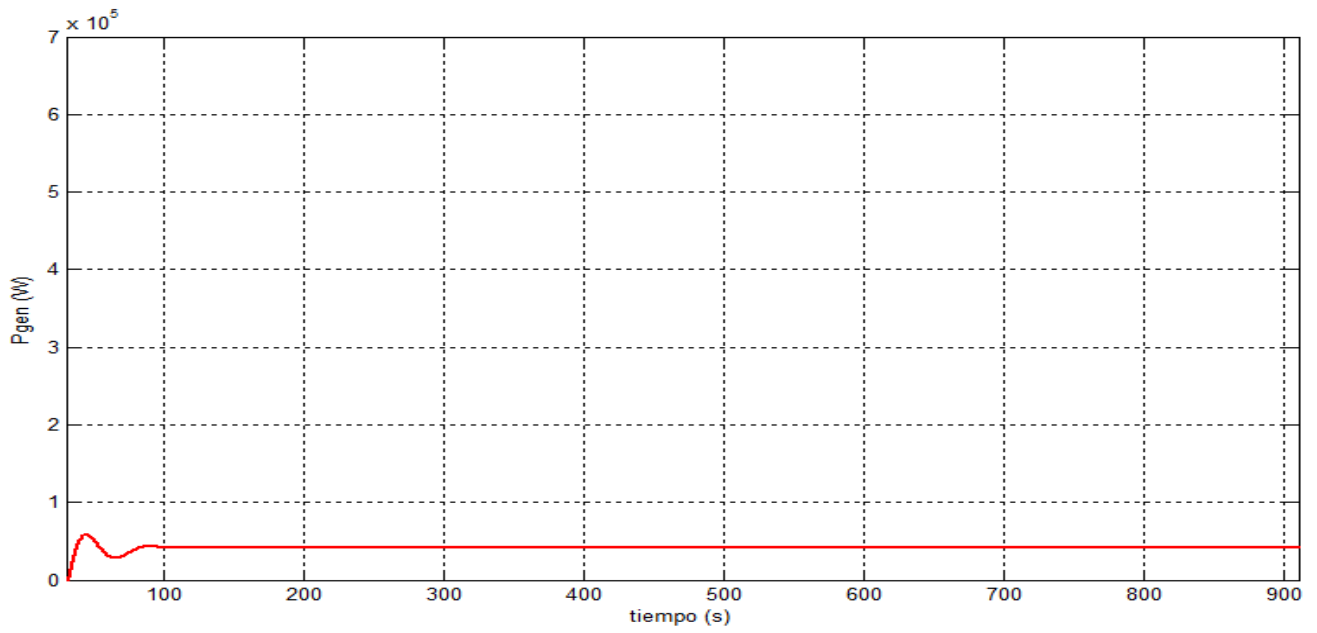


Figura 13.24: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 4$ m/s.

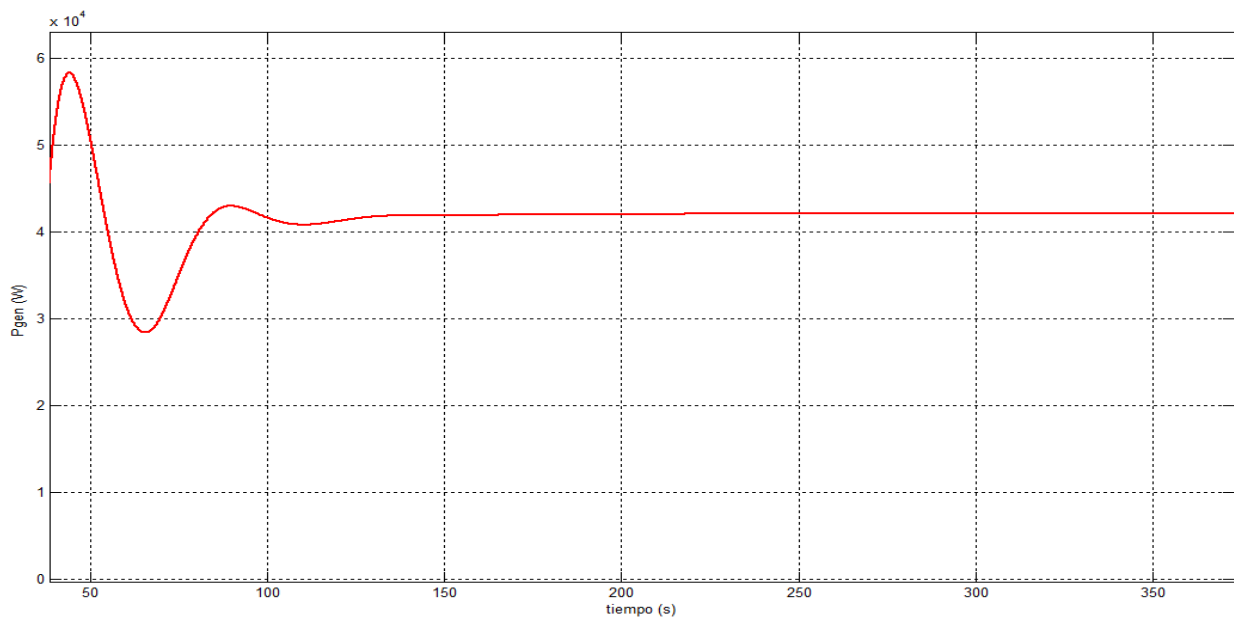


Figura 13.25: Zoom de 13.24.

13.3.2. Magnitudes de interés para $v = 5 \text{ m/s}$

A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.26 y 13.28), par ejercido por el generador (fig. 13.30), corriente rotórica (13.32), potencia mecánica (13.34), potencia eléctrica rotórica (13.36) y potencia eléctrica inyectada a la red (13.38).

Velocidad angular del generador

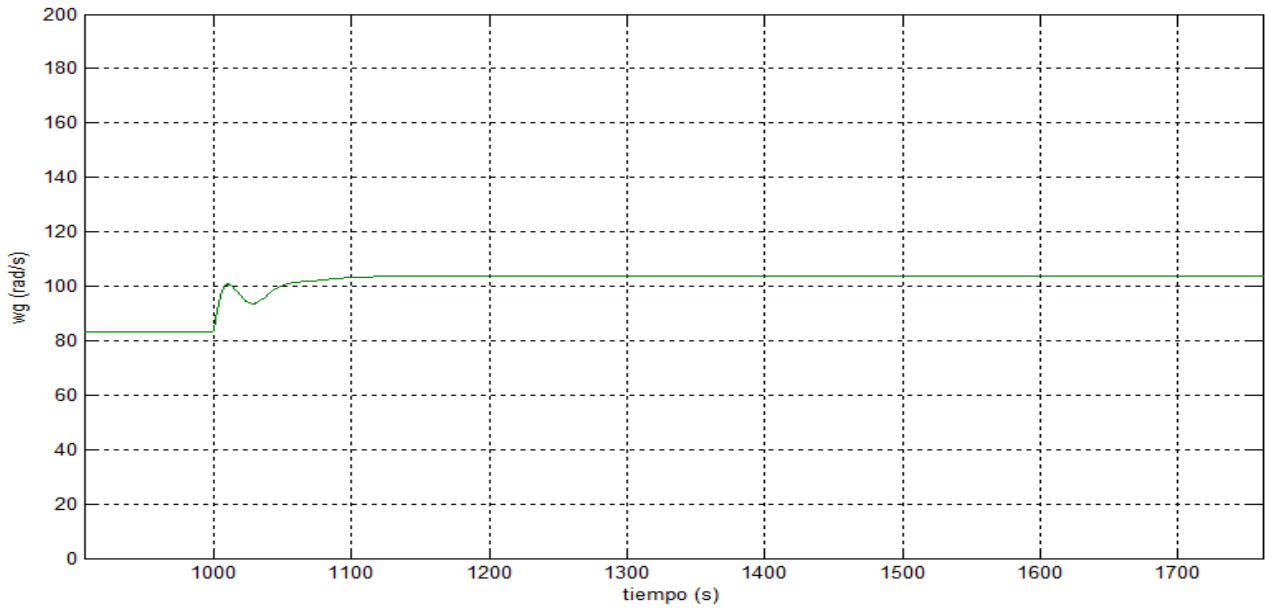


Figura 13.26: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 5 \text{ m/s}$

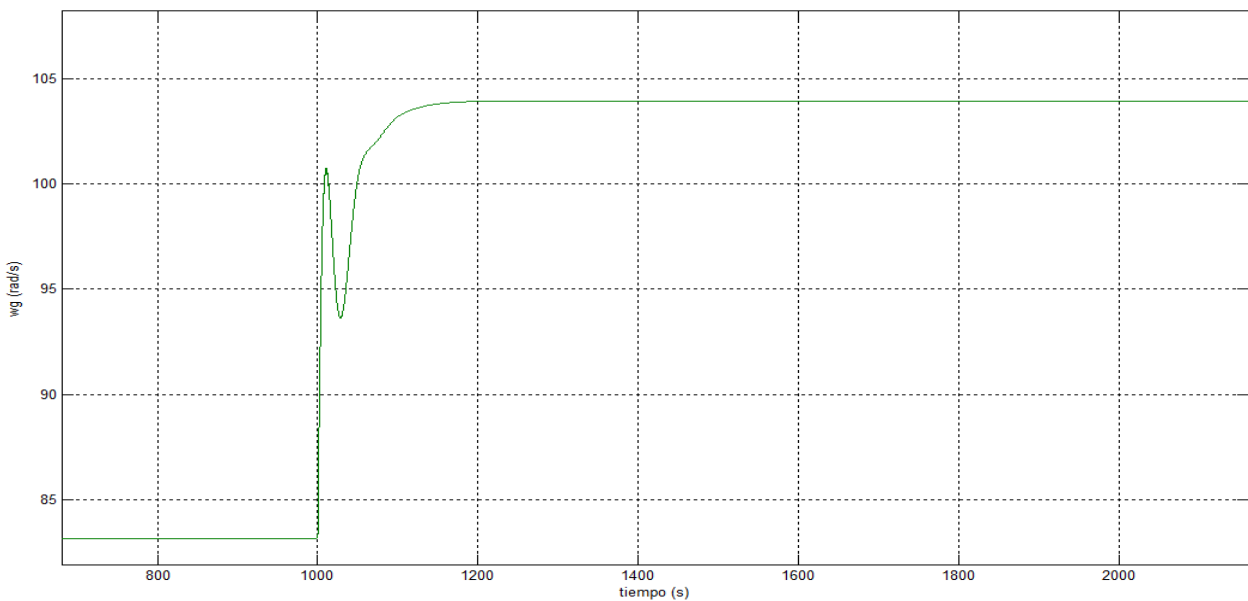


Figura 13.27: Zoom de 13.26.

Velocidad angular de la turbina

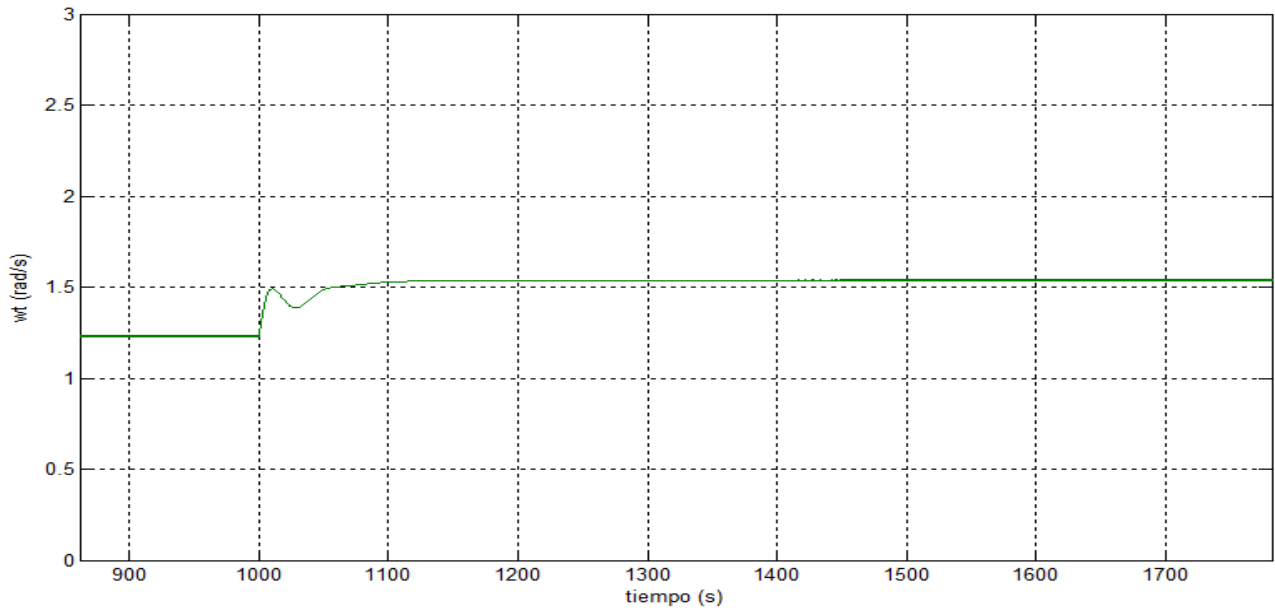


Figura 13.28: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 5 m/s$

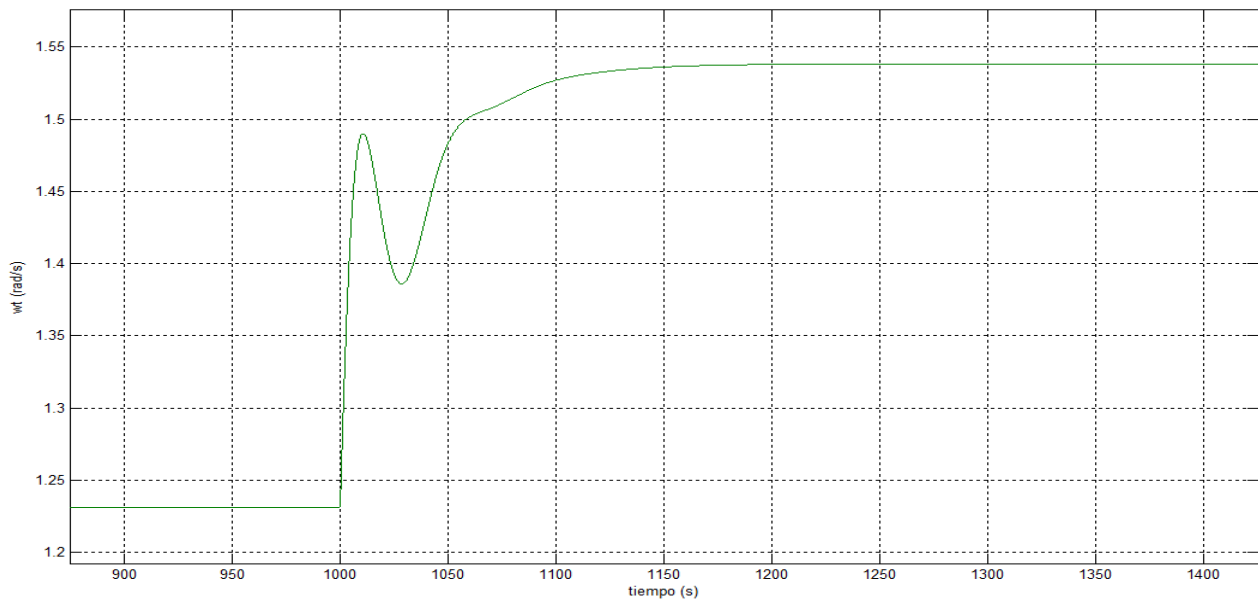


Figura 13.29: Zoom de 13.28.

Par del generador

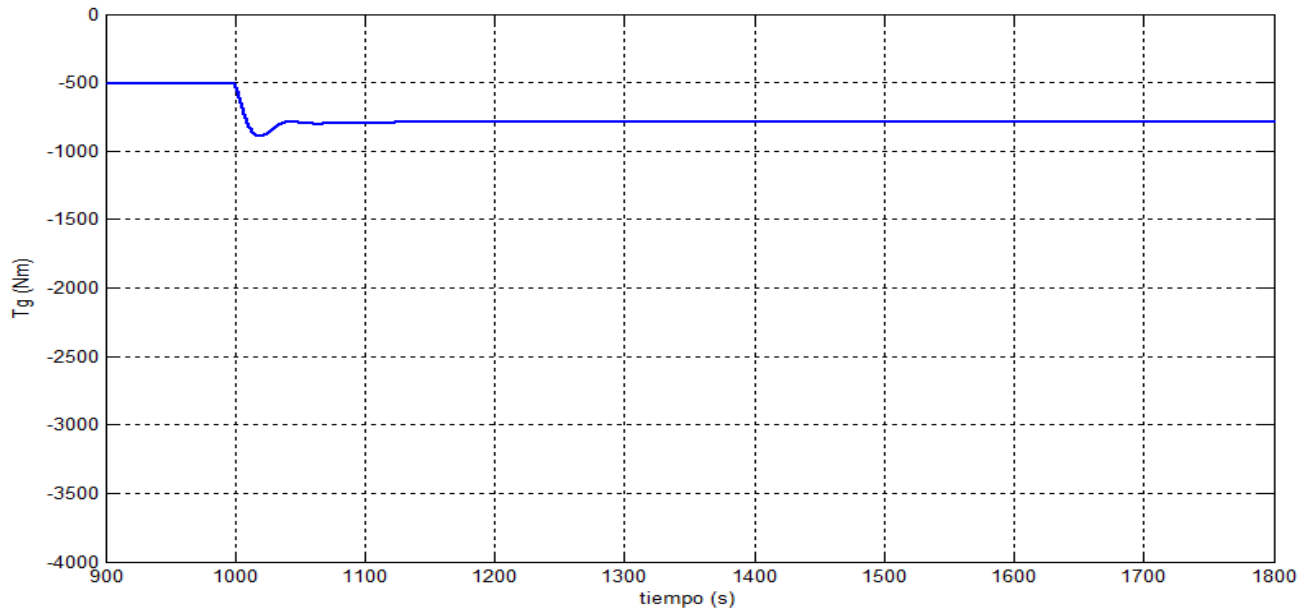


Figura 13.30: Par del generador en Nm para $v = 5 m/s$

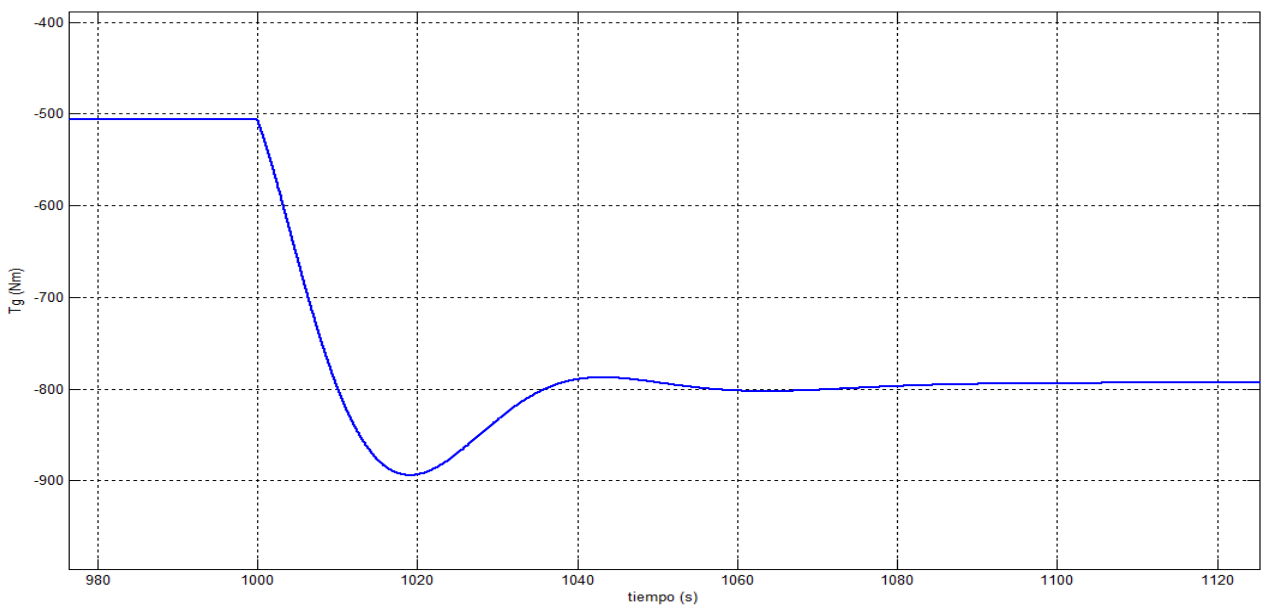


Figura 13.31: Zoom de 13.30.

Corriente del rotor

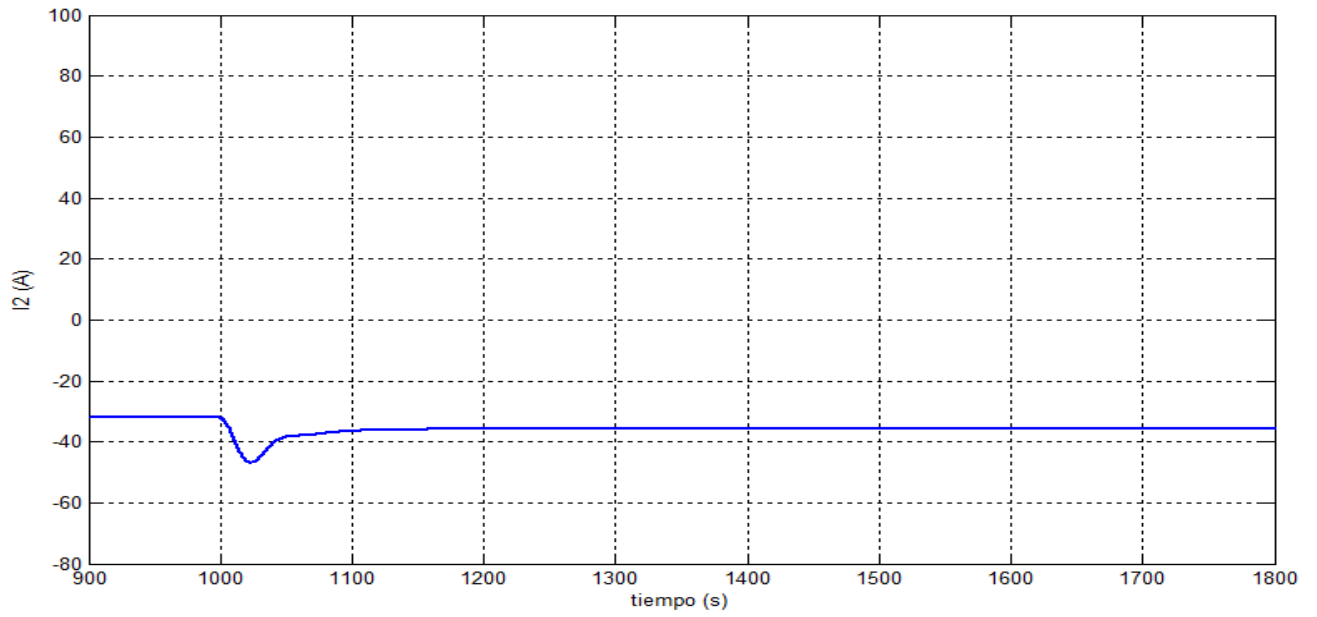


Figura 13.32: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

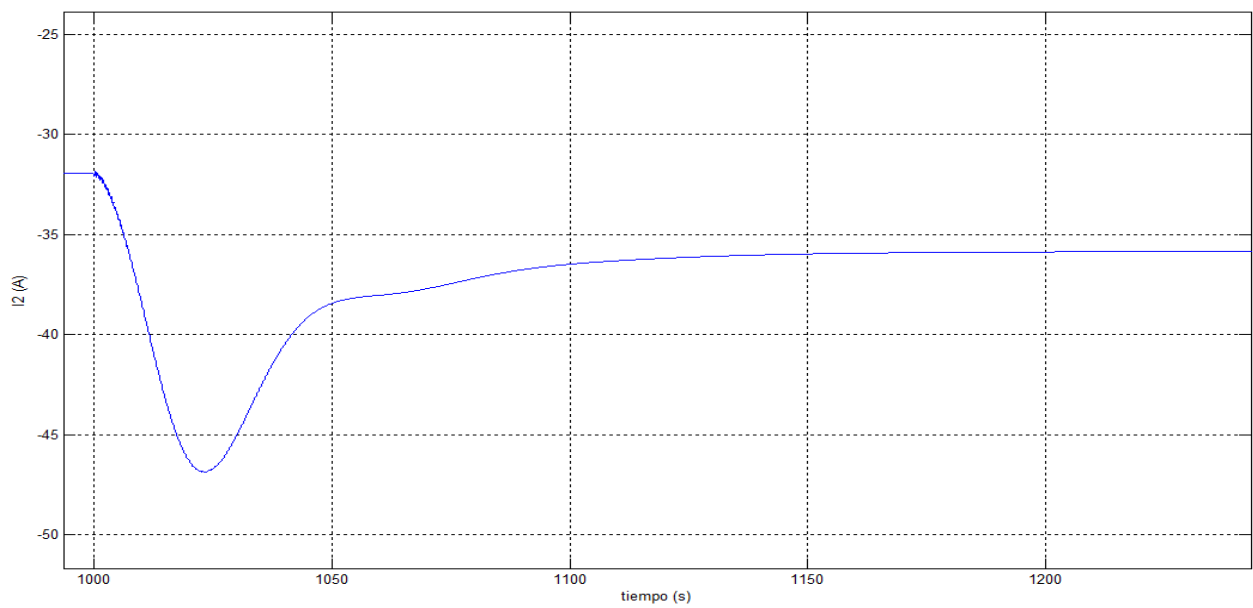


Figura 13.33: Zoom de 13.32.

Potencia mecánica

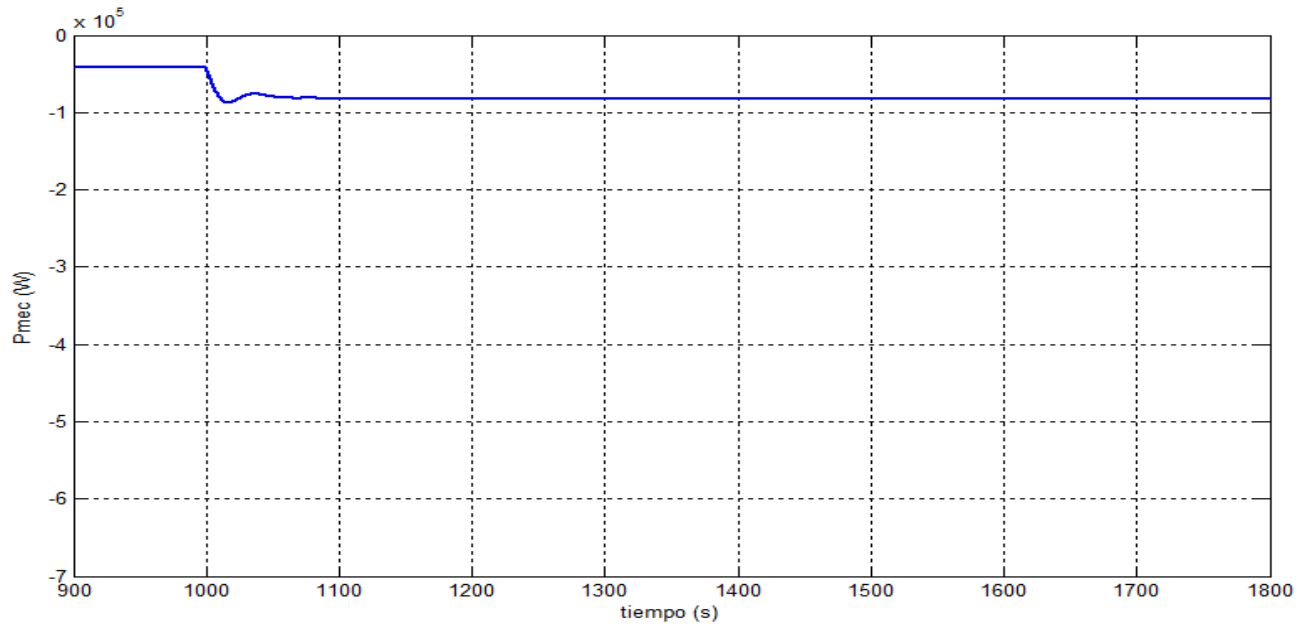


Figura 13.34: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 5 \text{ m/s}$

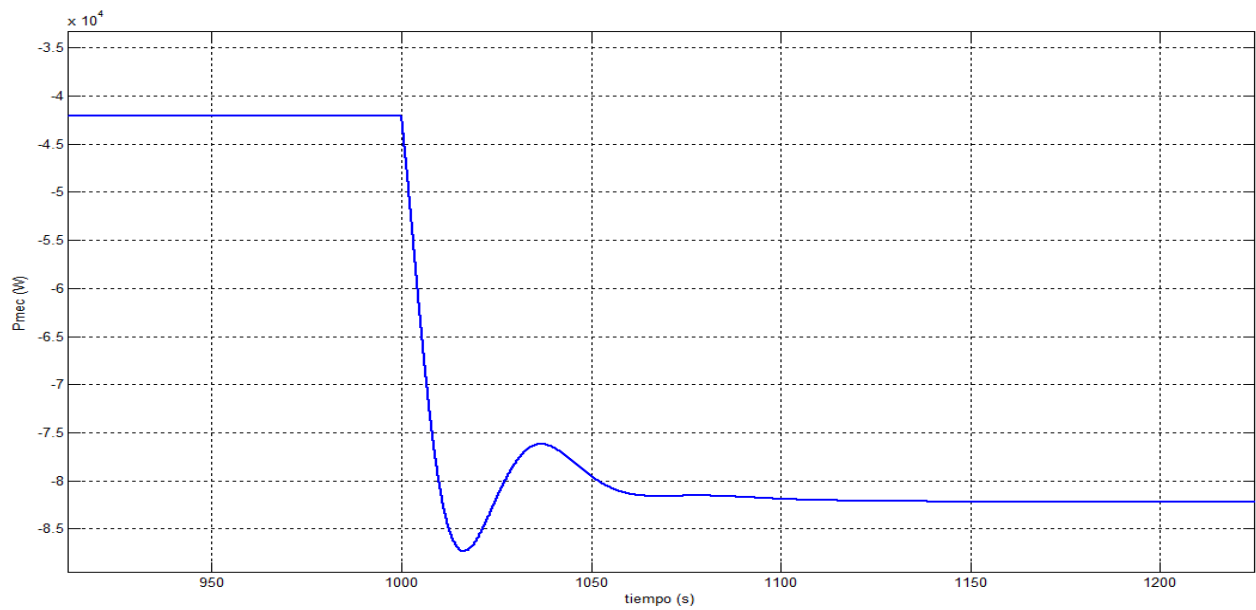


Figura 13.35: Zoom de 13.34.

Potencia rotórica

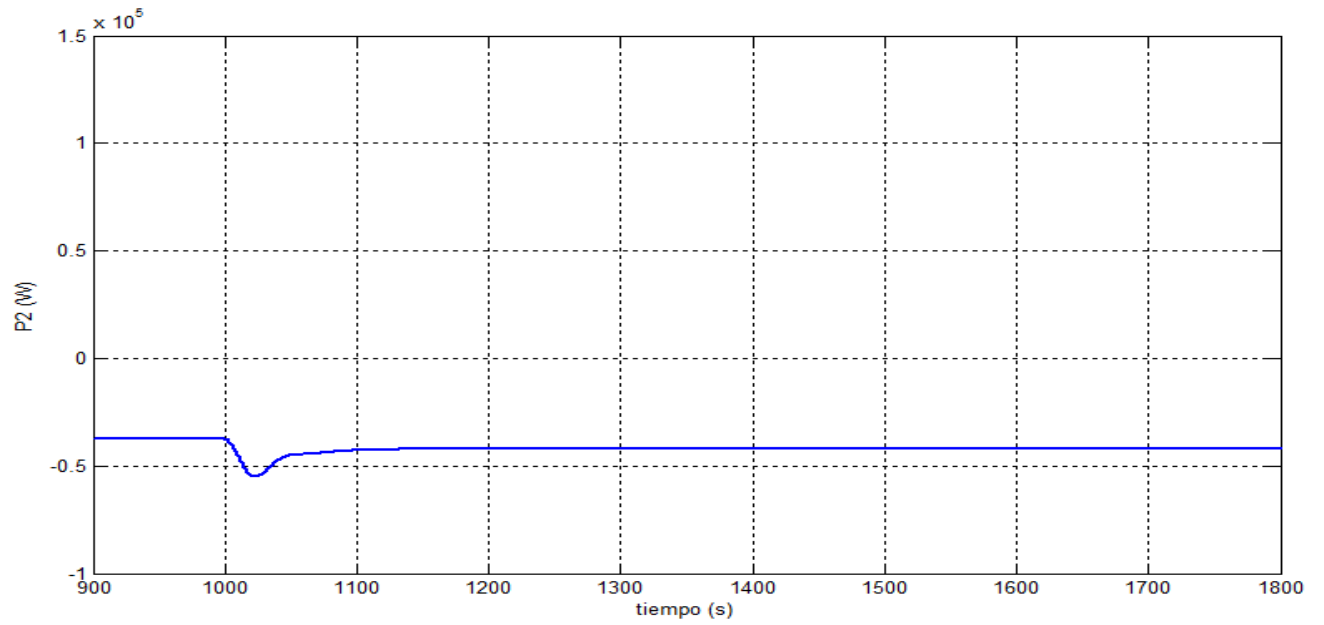


Figura 13.36: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 5 \text{ m/s}$

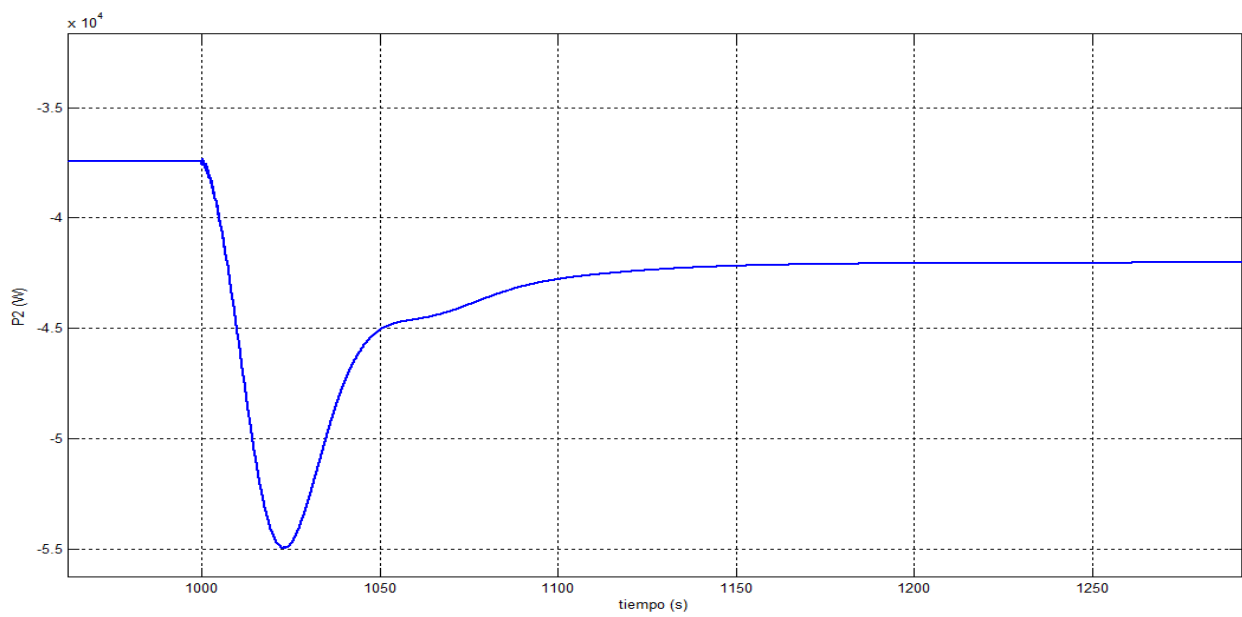


Figura 13.37: Zoom de 13.36.

Potencia generada

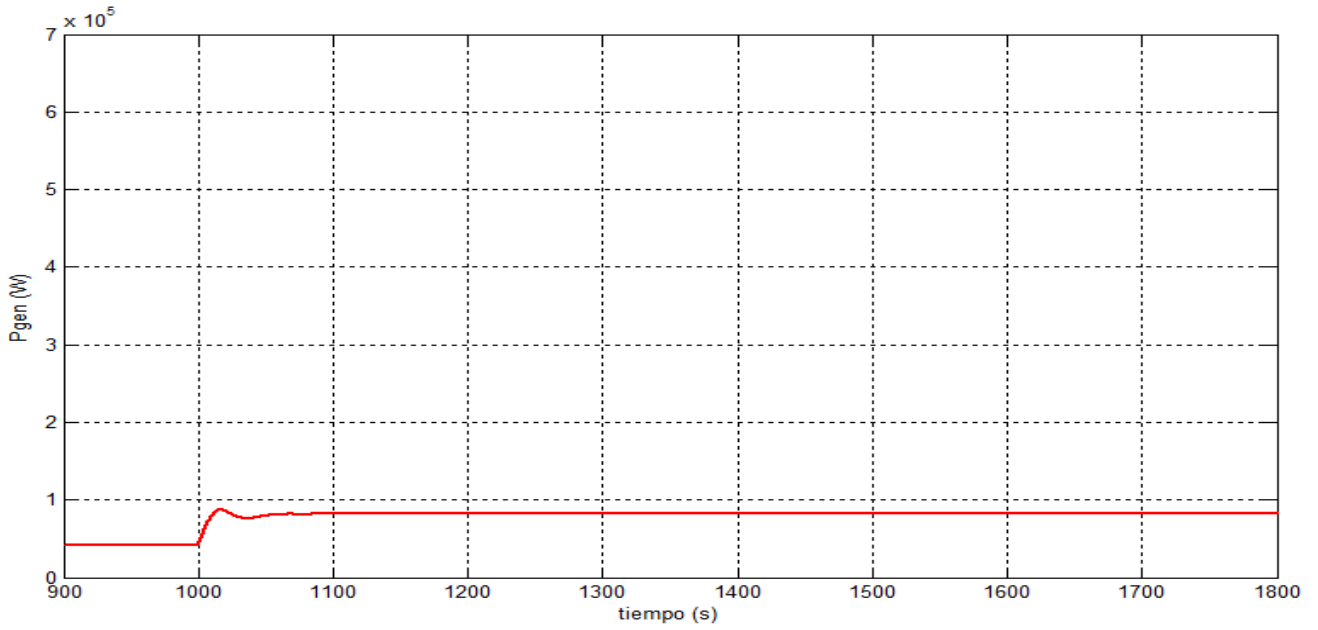


Figura 13.38: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 5$ m/s.

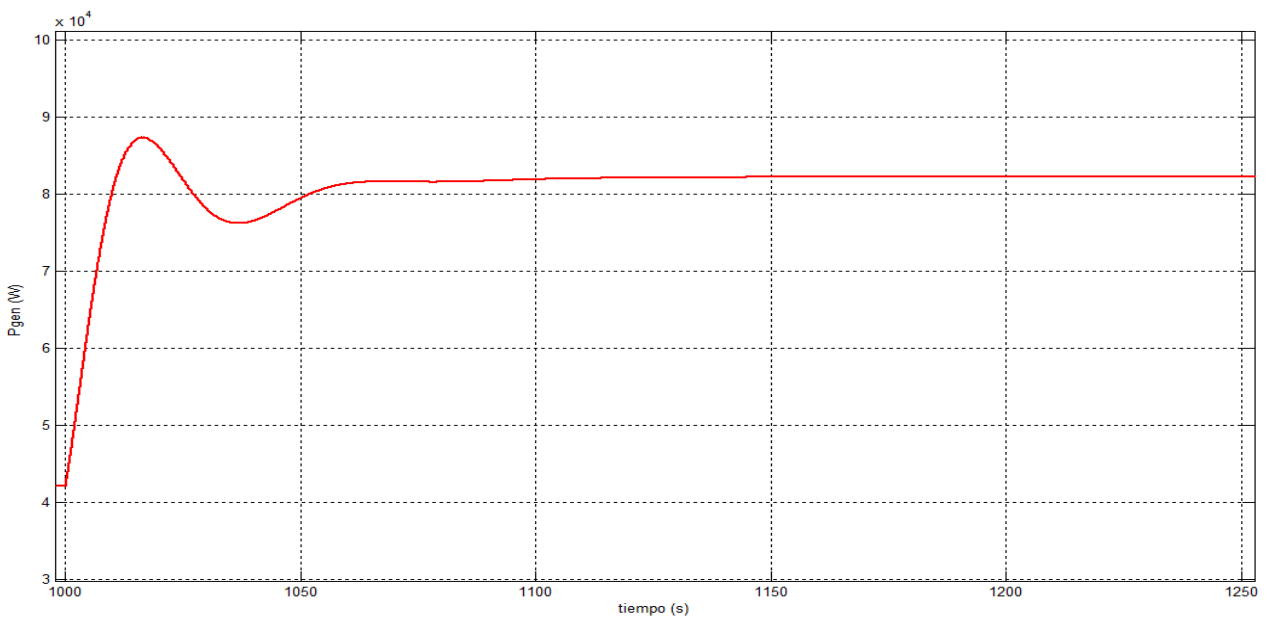


Figura 13.39: Zoom de 13.38.

13.3.3. Magnitudes de interés para $v = 6 \text{ m/s}$

A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.40 y 13.42), par ejercido por el generador (fig. 13.44), corriente rotórica (13.46), potencia mecánica (13.48), potencia eléctrica rotórica (13.50) y potencia eléctrica inyectada a la red (13.52).

Velocidad angular del generador

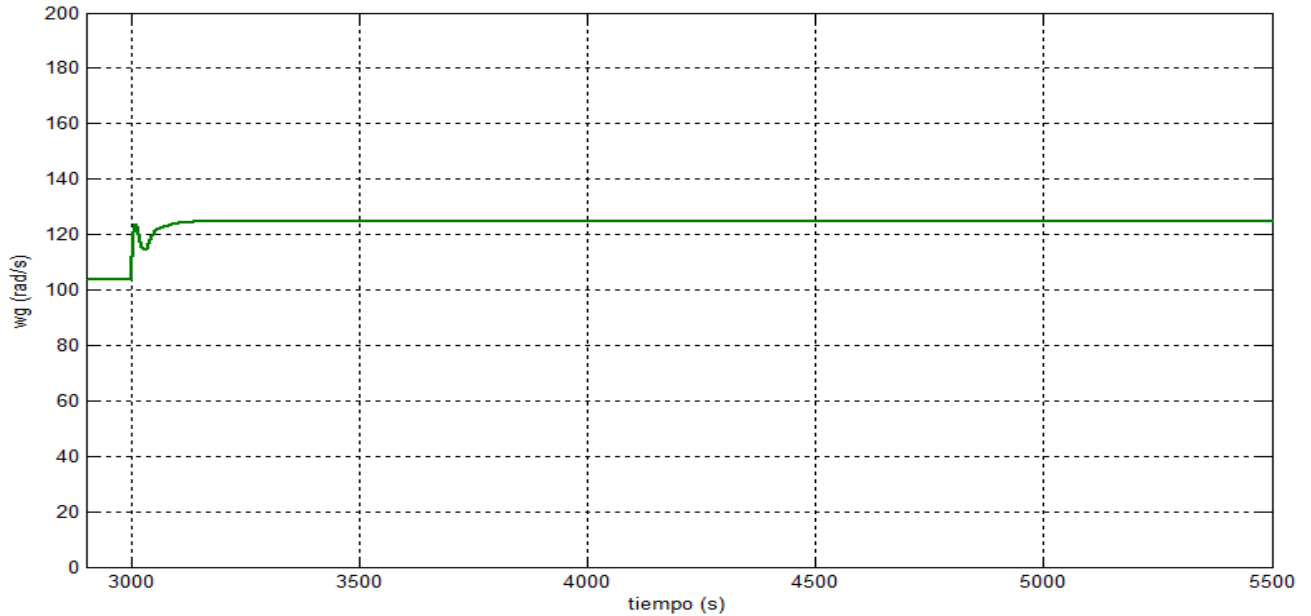


Figura 13.40: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 6 \text{ m/s}$

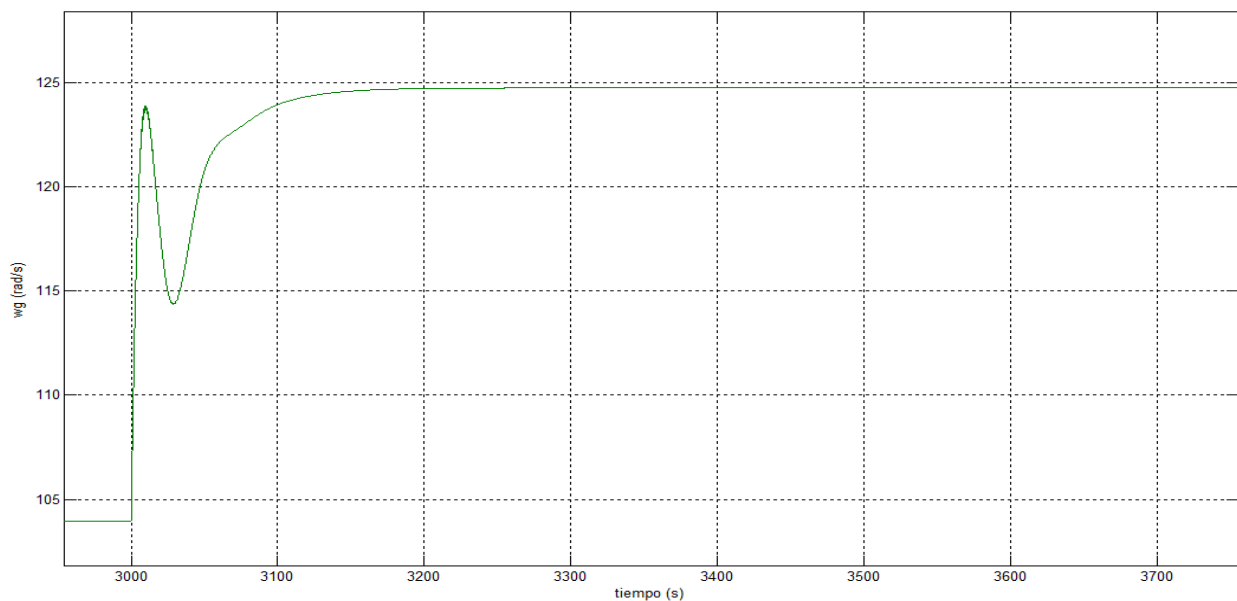


Figura 13.41: Zoom de 13.40.

Velocidad angular de la turbina

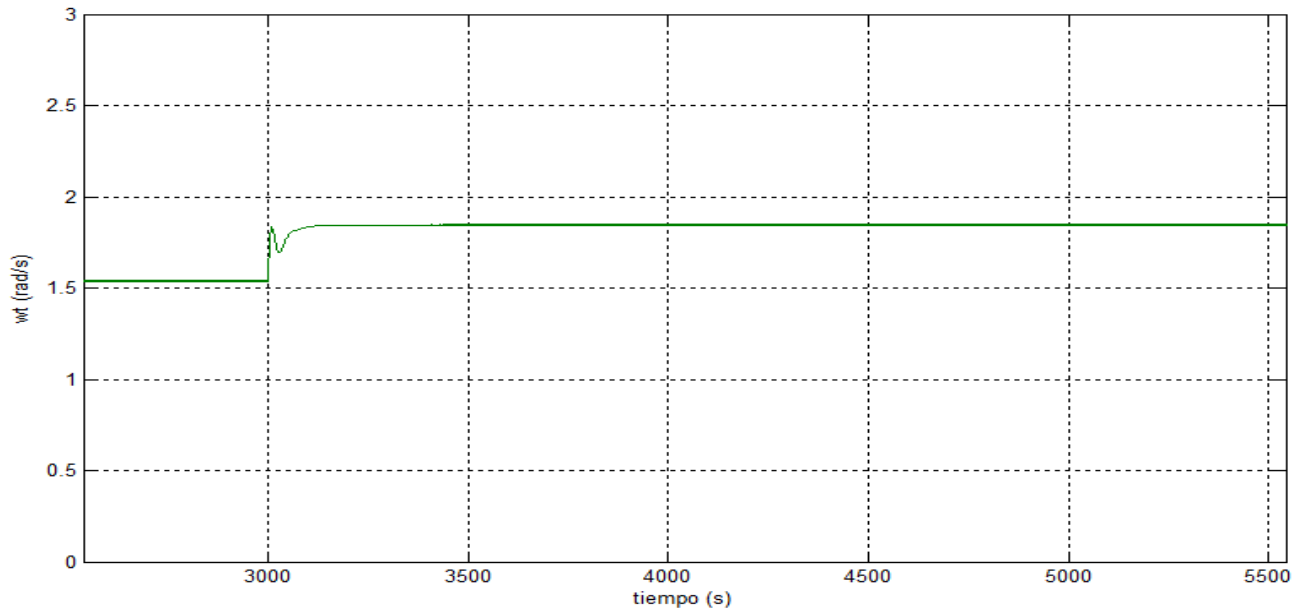


Figura 13.42: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 6 m/s$

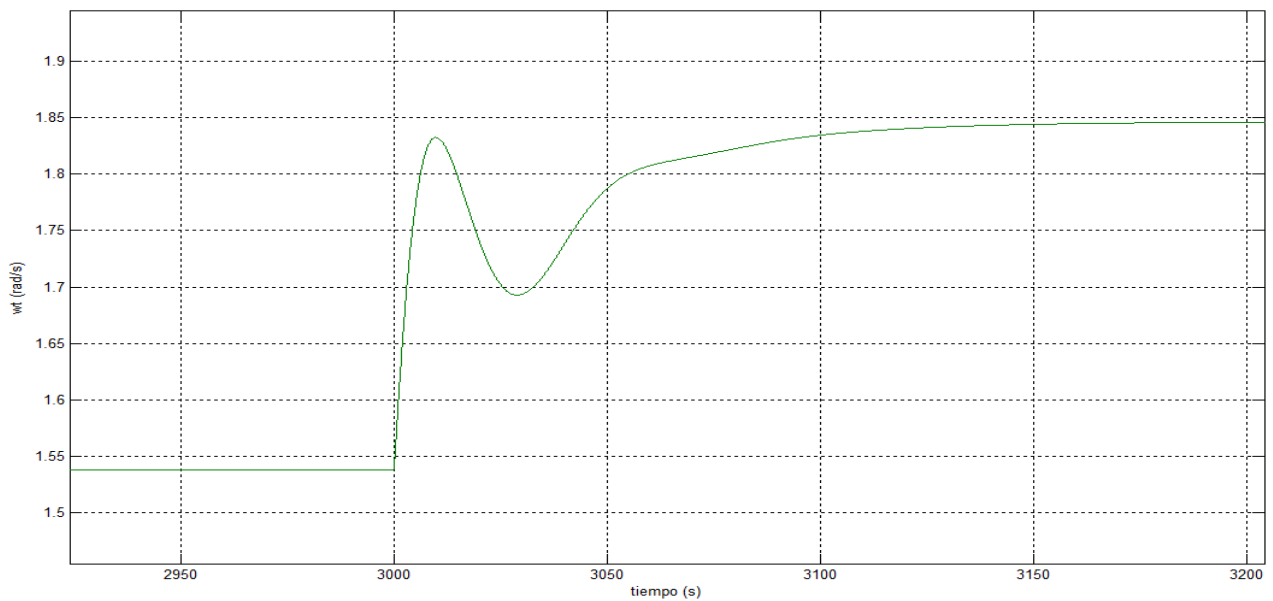


Figura 13.43: Zoom de 13.42.

Par del generador

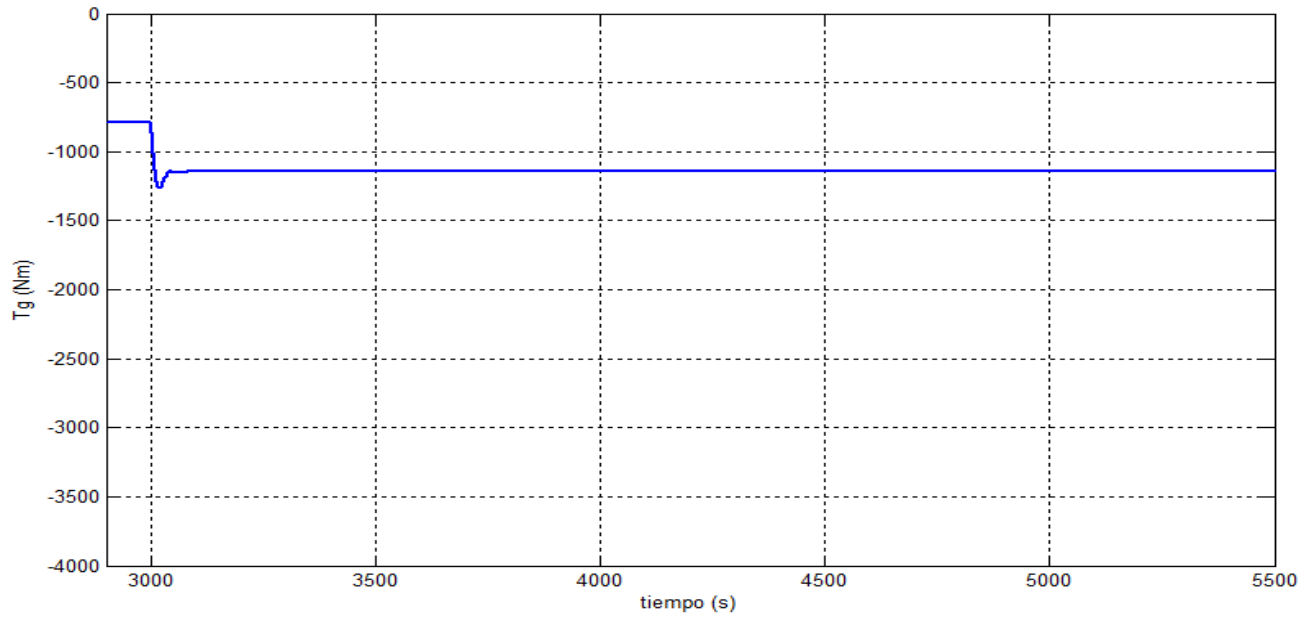


Figura 13.44: Par del generador en Nm para $v = 6 \text{ m/s}$

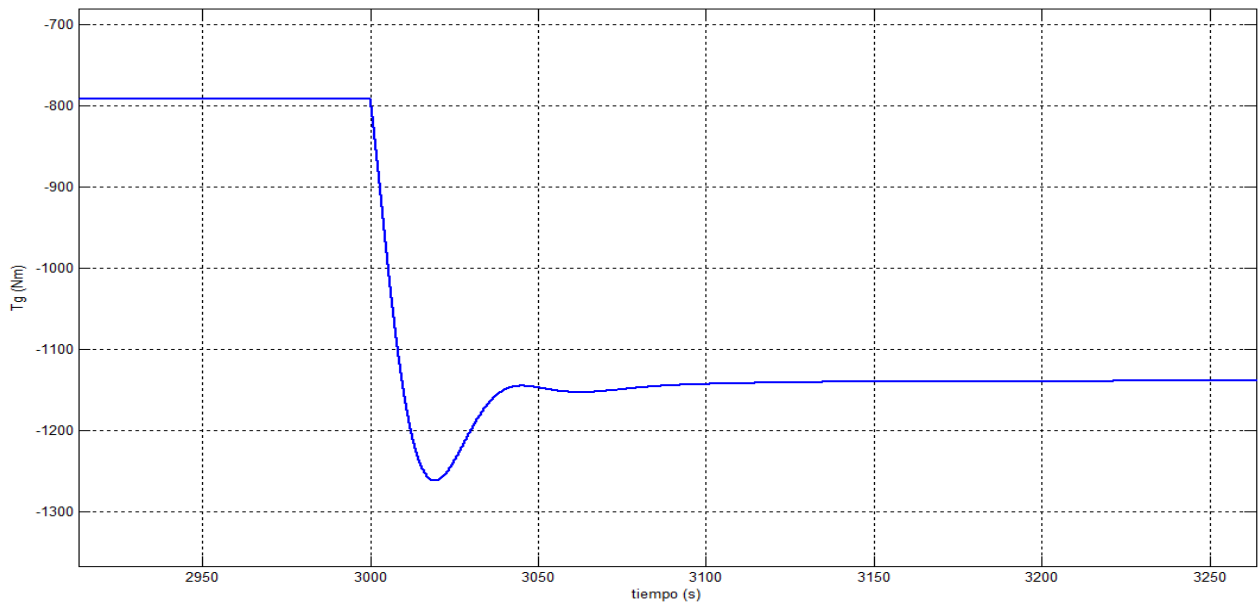


Figura 13.45: Zoom de 13.44.

Corriente del rotor

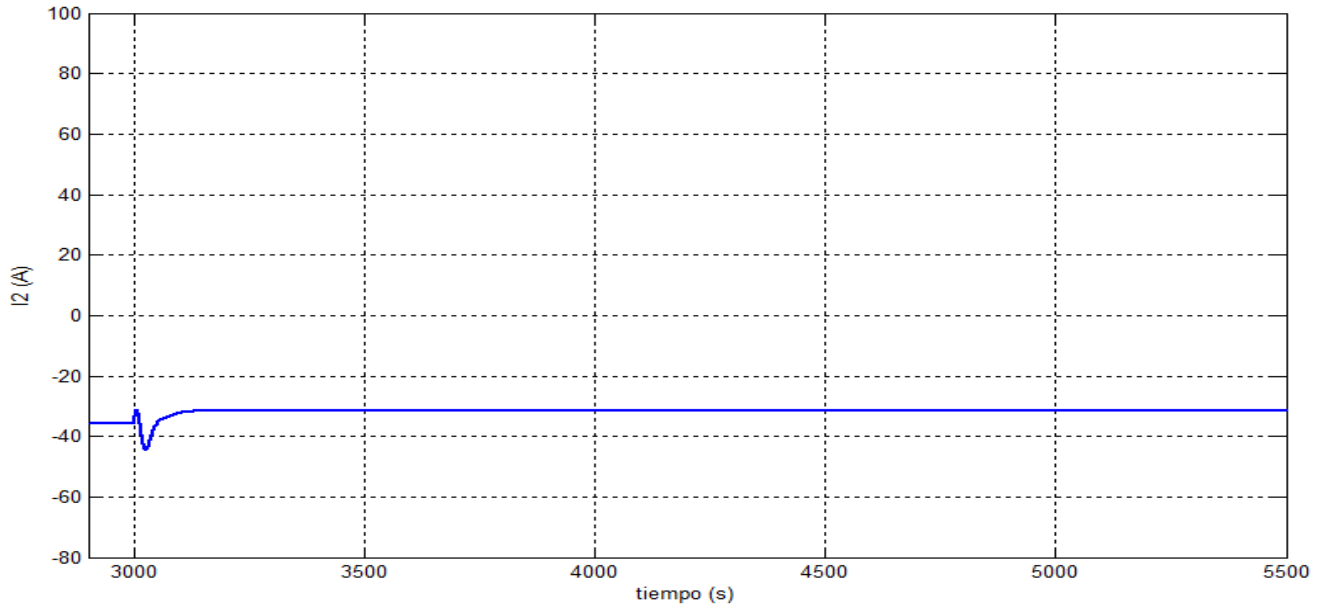


Figura 13.46: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

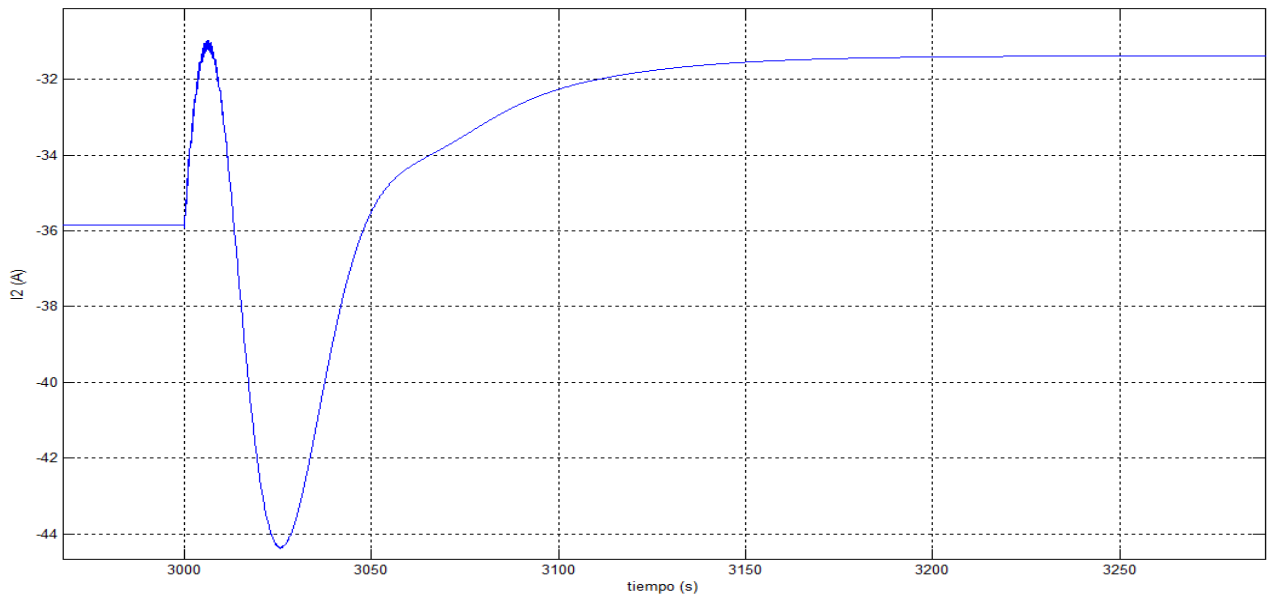


Figura 13.47: Zoom de 13.46.

Potencia mecánica

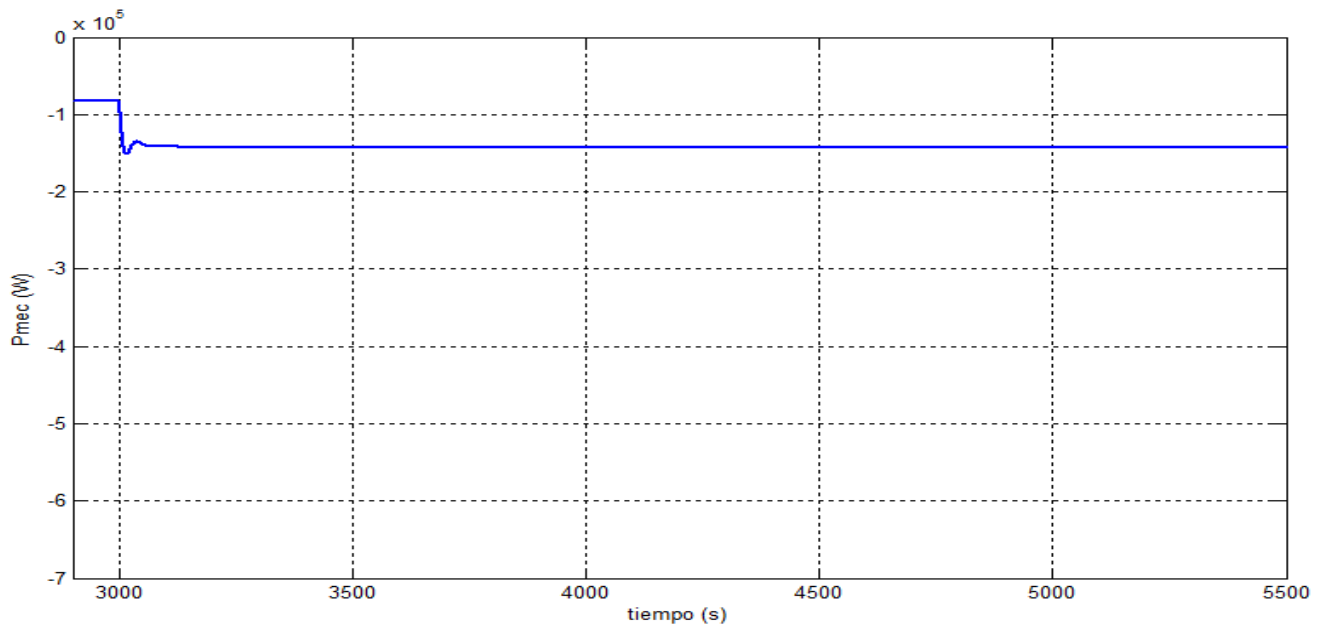


Figura 13.48: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 6 \text{ m/s}$

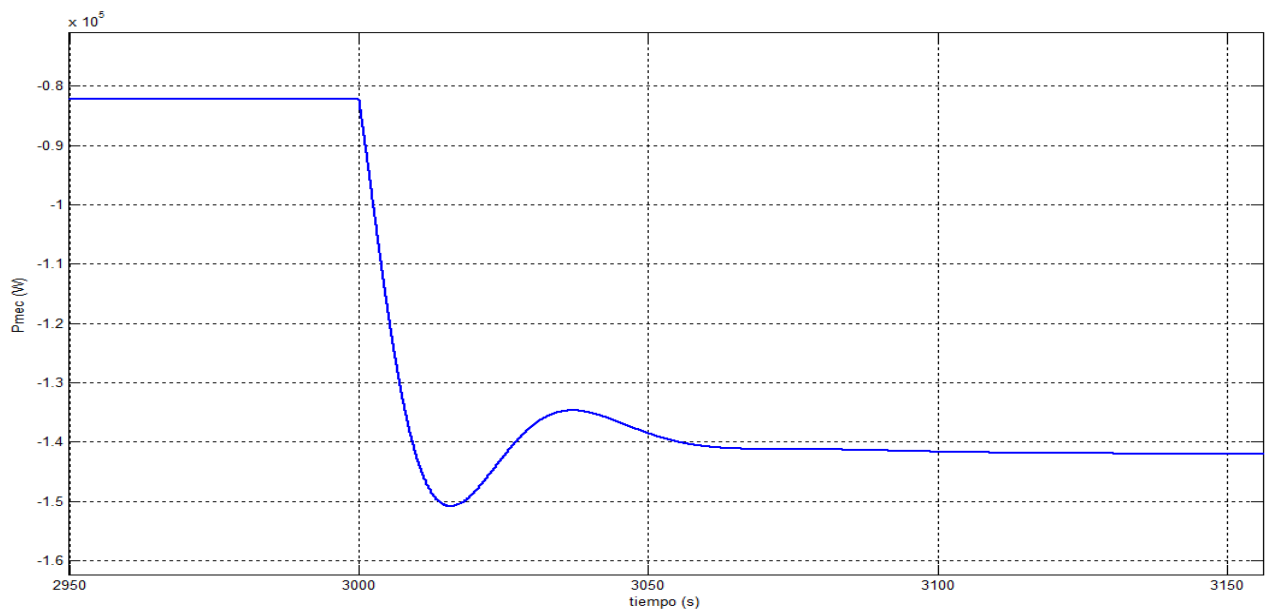


Figura 13.49: Zoom de 13.48.

Potencia rotórica

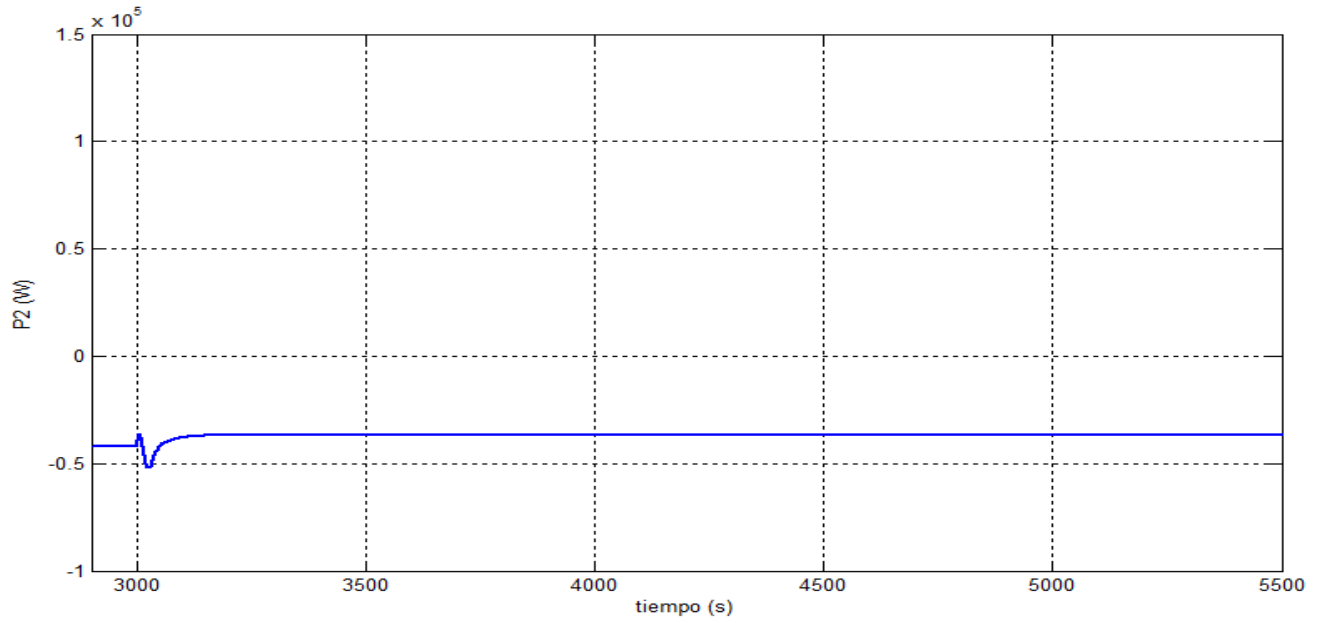


Figura 13.50: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 6 \text{ m/s}$

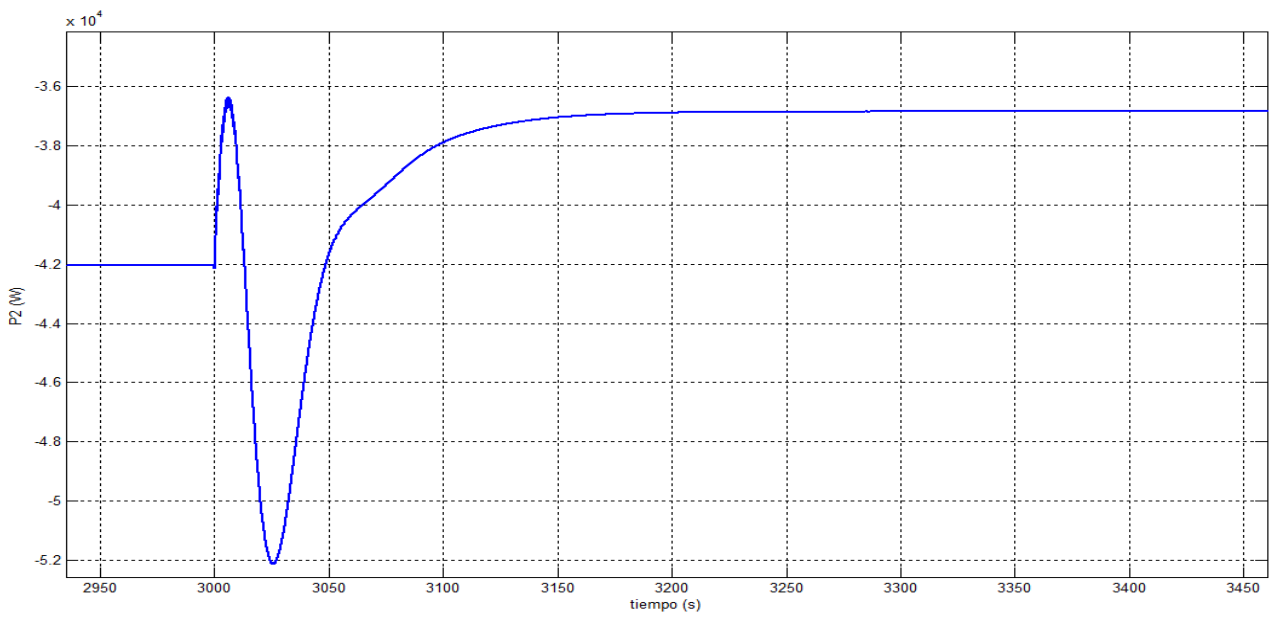


Figura 13.51: Zoom de 13.50.

Potencia generada

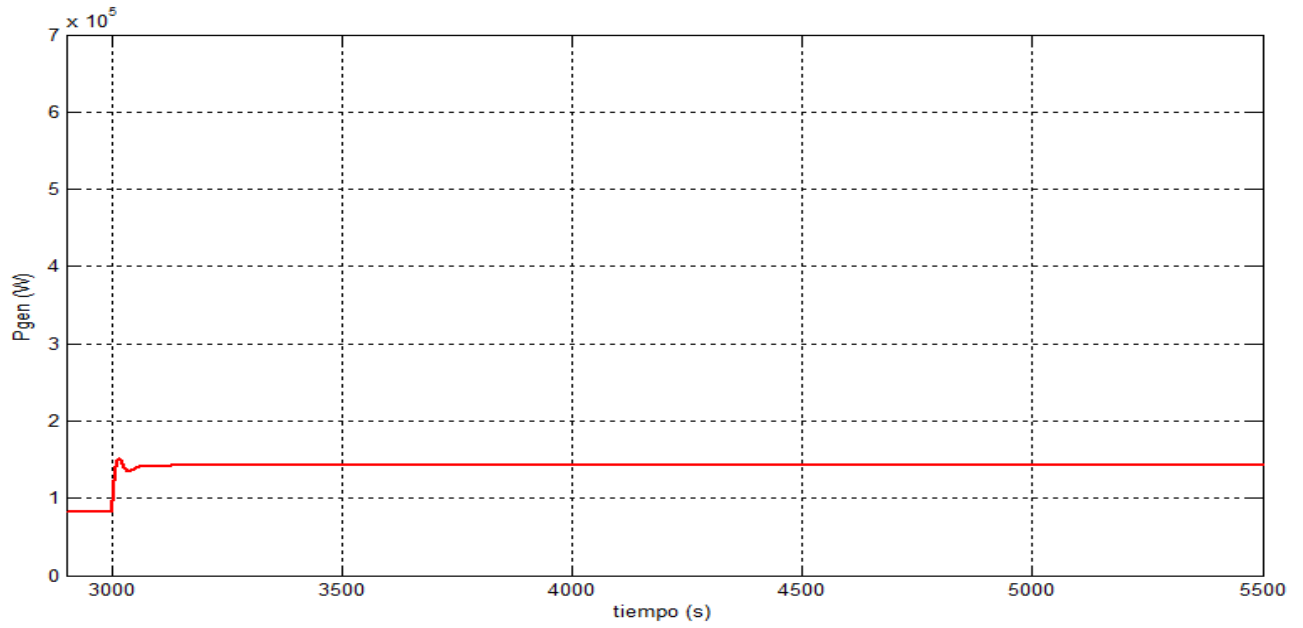


Figura 13.52: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 6$ m/s.

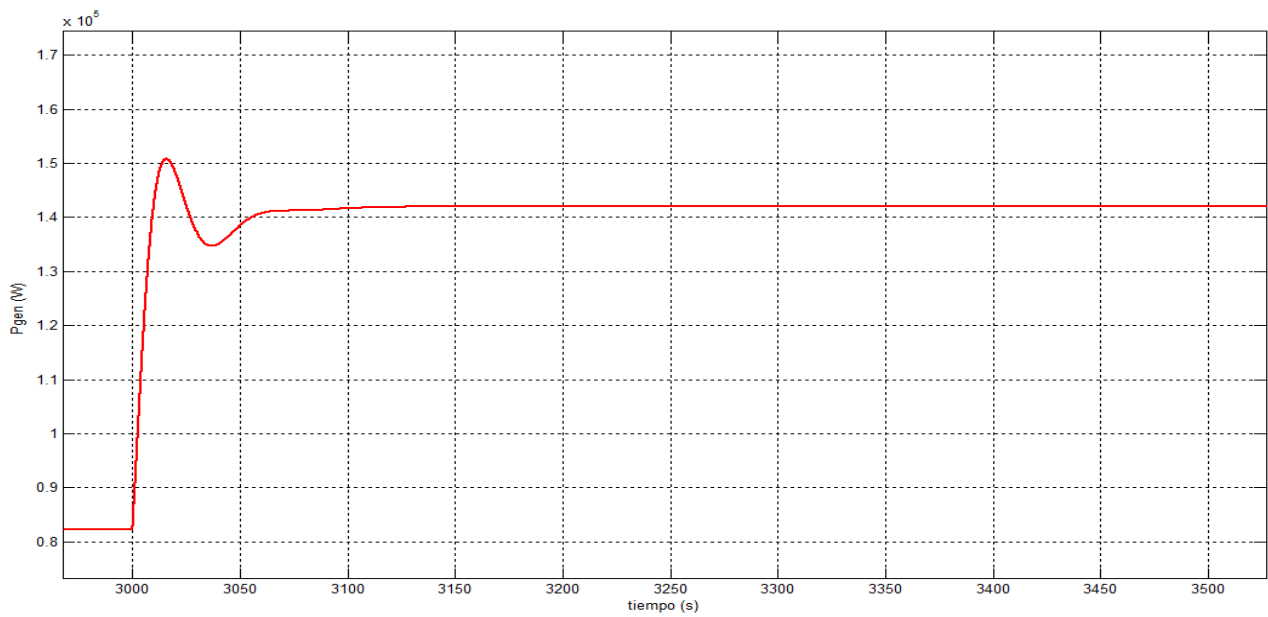


Figura 13.53: Zoom de 13.52.

13.3.4. Comentarios sobre los resultados obtenidos

A simple vista se puede apreciar que todos los resultados obtenidos fueron coherentes con los esperados. Al aplicar un escalón de viento se apreció que tanto la velocidad del rotor del generador y la velocidad de la turbina aumentaron respetando la relación entre ambas impuesta por la caja multiplicadora. Por otro lado se denota el aumento en el par impuesto por el generador en valor absoluto, así como también el aumento de la potencia mecánica en el rotor del generador. Con respecto a las magnitudes eléctricas se aprecia que la potencia rotórica es negativa lo que denota que se está tomando energía de la red para realizar el control de velocidad de la máquina de inducción, lo que es coherente con el hecho de que la velocidad angular del generador esté por debajo de la velocidad de sincronismo (157 rad/s). Por otro lado la potencia generada aumenta como era de esperarse, puesto a que se cuenta con un valor mayor de energía cinética del viento, que se traduce en un mayor par en la turbina eólica.

13.4. Respuesta del sistema en velocidades intermedias

En esta sección se presentan las respuestas para entradas de viento a velocidades intermedias, este rango corresponde a velocidades entre 8 m/s y 13 m/s . Todas las figuras presentadas en esta sección son ampliaciones en el tiempo de la respuesta global del sistema. Se mostrarán las magnitudes de interés para escalones de $v = 1 \text{ m/s}$ de viento, de manera de obtener los puntos de operación del aerogenerador en $v = 9 \text{ m/s}$ y $v = 10 \text{ m/s}$.

13.4.1. Magnitudes de interés para $v = 9 \text{ m/s}$

A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.54 y 13.56), par ejercido por el generador (fig. 13.58), corriente rotórica (13.60), potencia mecánica (13.62), potencia eléctrica rotórica (13.64) y potencia eléctrica inyectada a la red (13.66).

Velocidad angular del generador

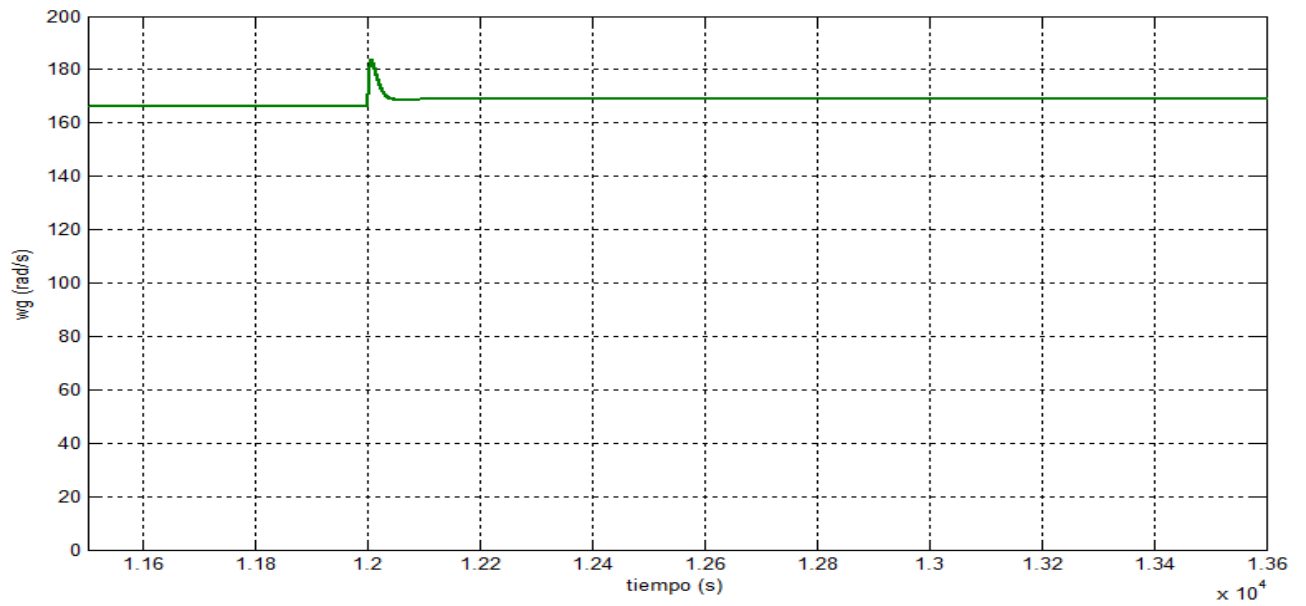


Figura 13.54: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 9 m/s$

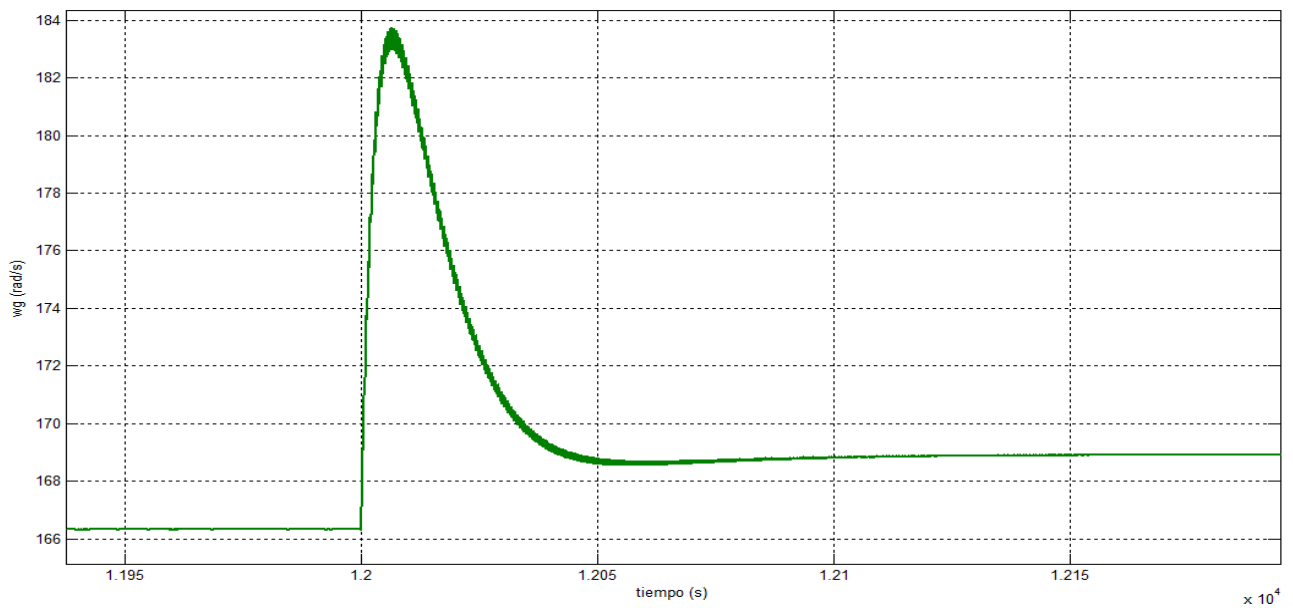


Figura 13.55: Zoom de 13.54.

Velocidad angular de la turbina

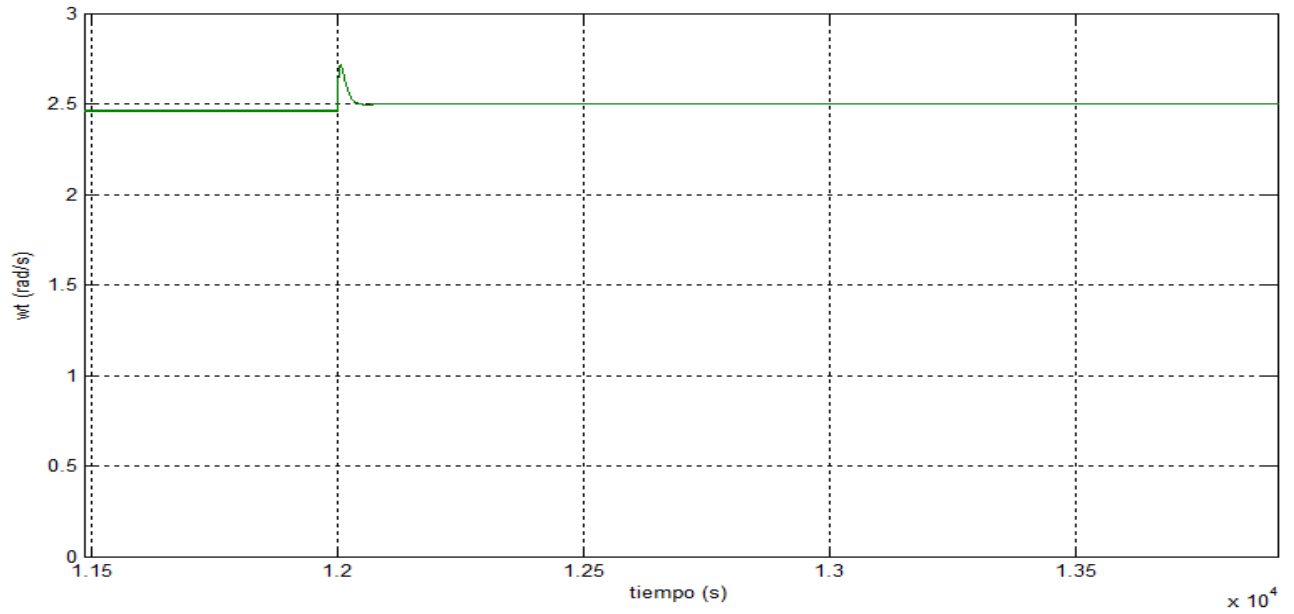


Figura 13.56: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 9 m/s$

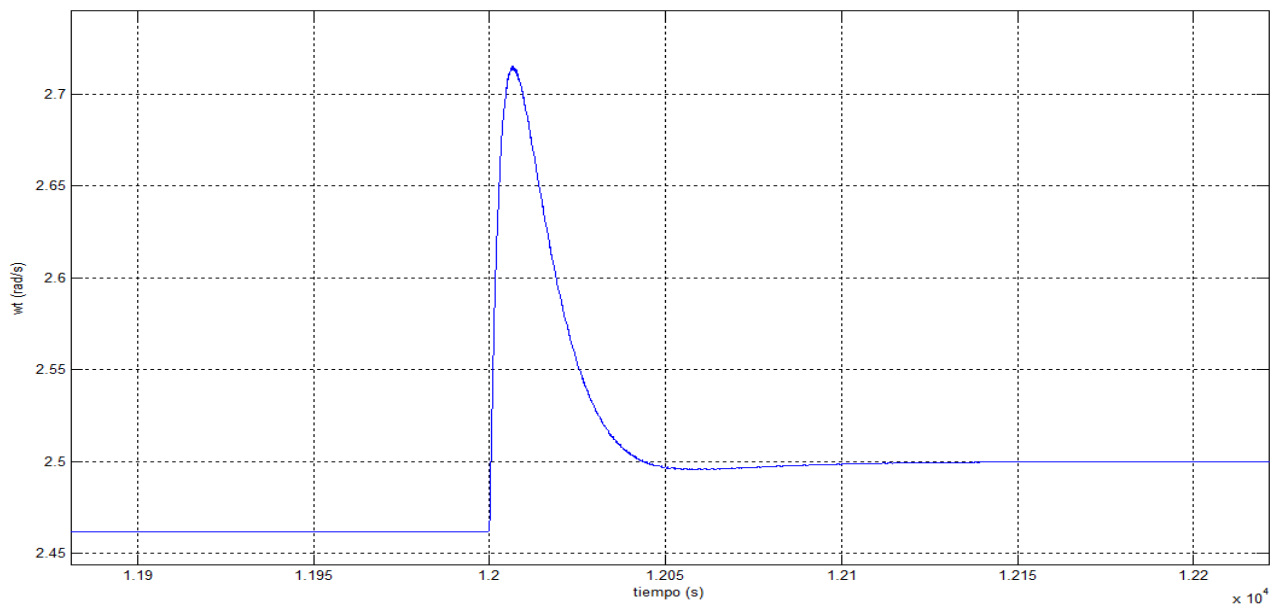


Figura 13.57: Zoom de 13.56.

Par del generador

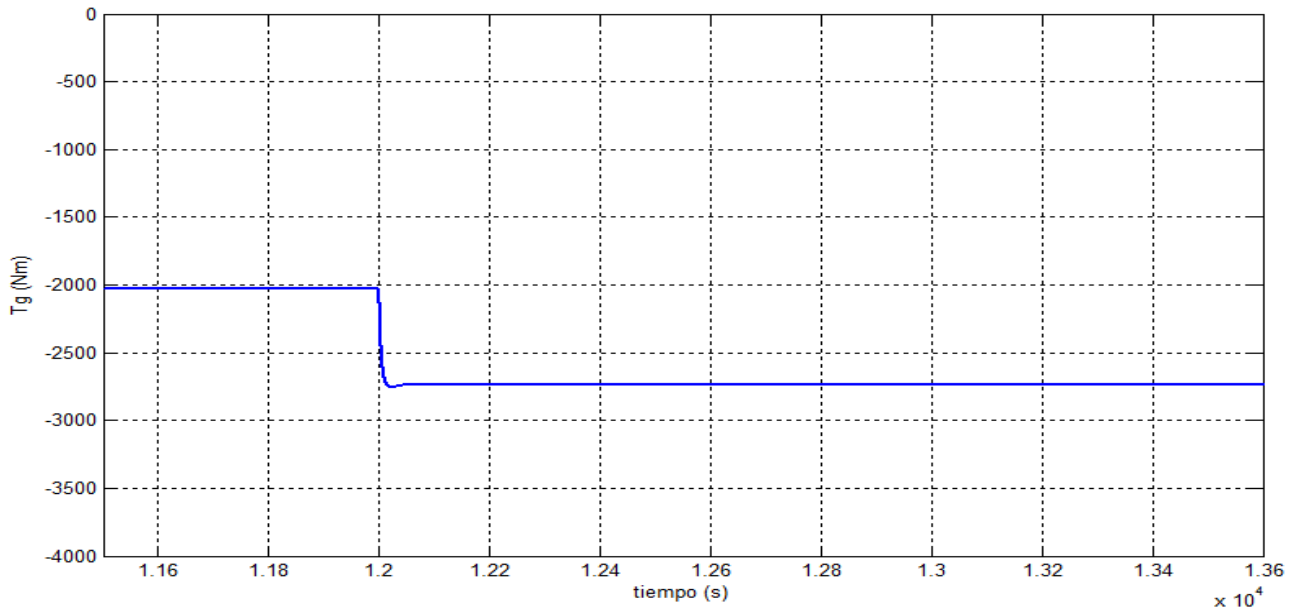


Figura 13.58: Par del generador en Nm para $v = 9 \text{ m/s}$

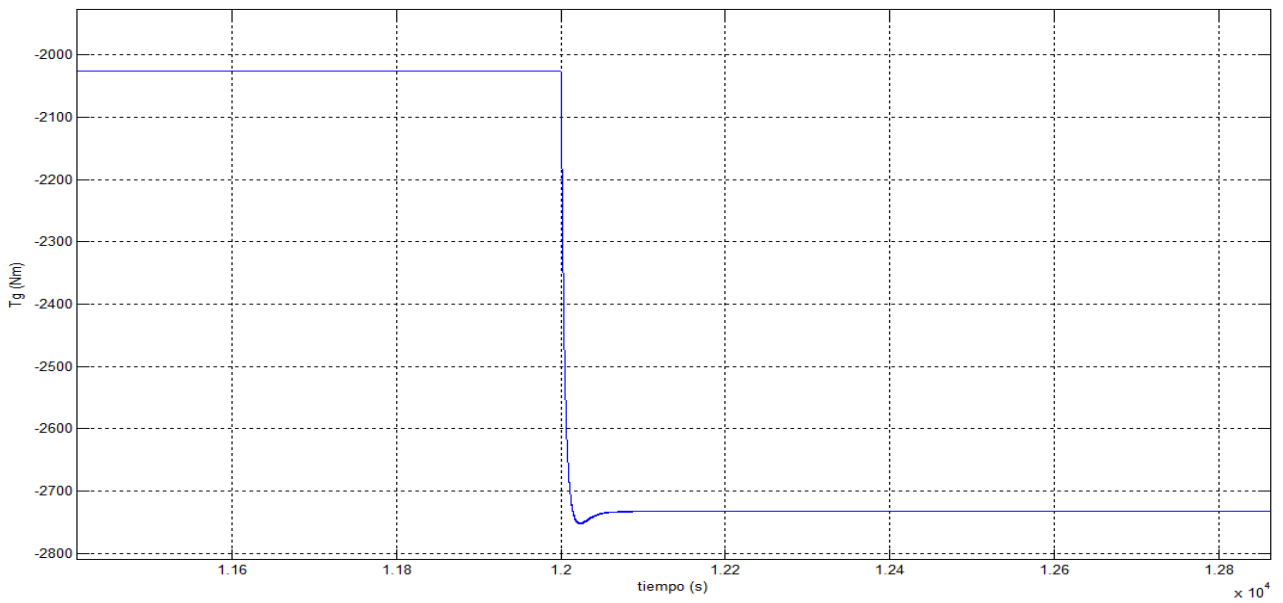


Figura 13.59: Zoom de 13.58.

Corriente del rotor

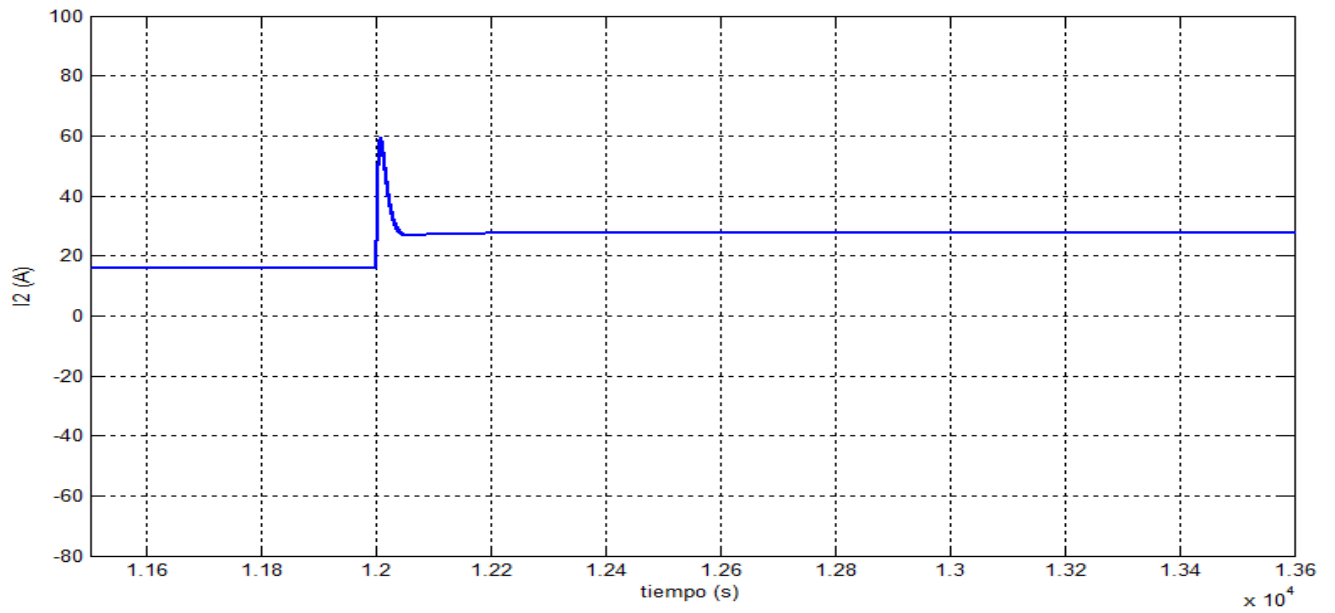


Figura 13.60: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

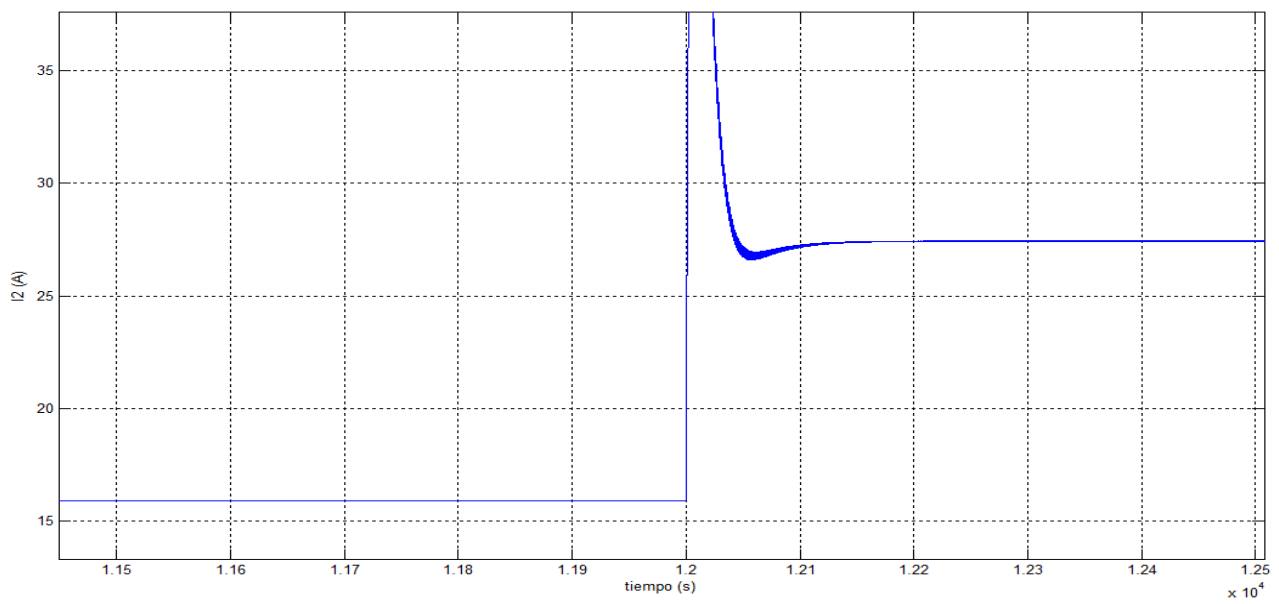


Figura 13.61: Zoom de 13.60.

Potencia mecánica

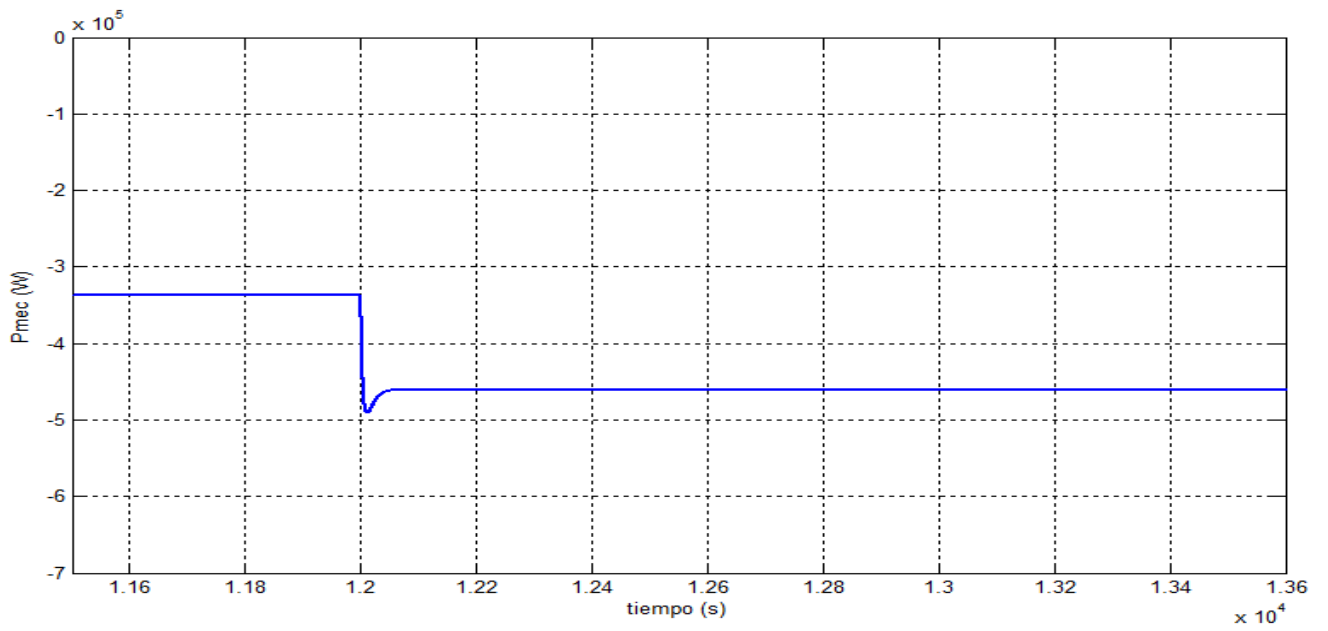


Figura 13.62: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 9$ m/s

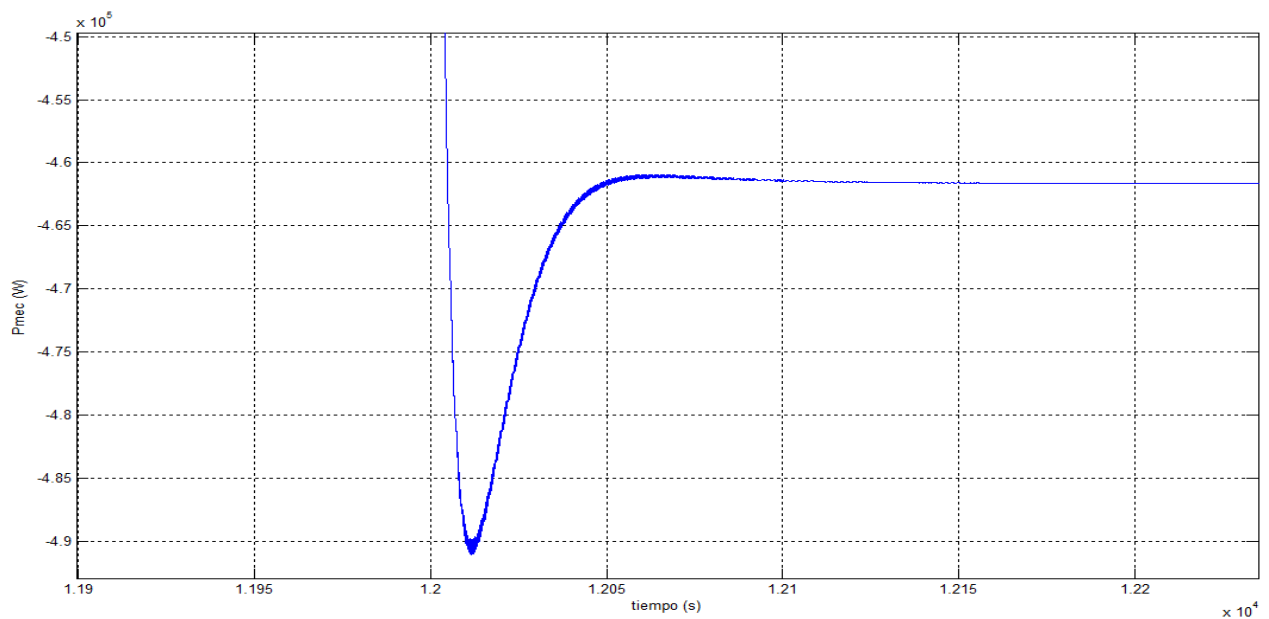


Figura 13.63: Zoom de 13.62.

Potencia rotórica

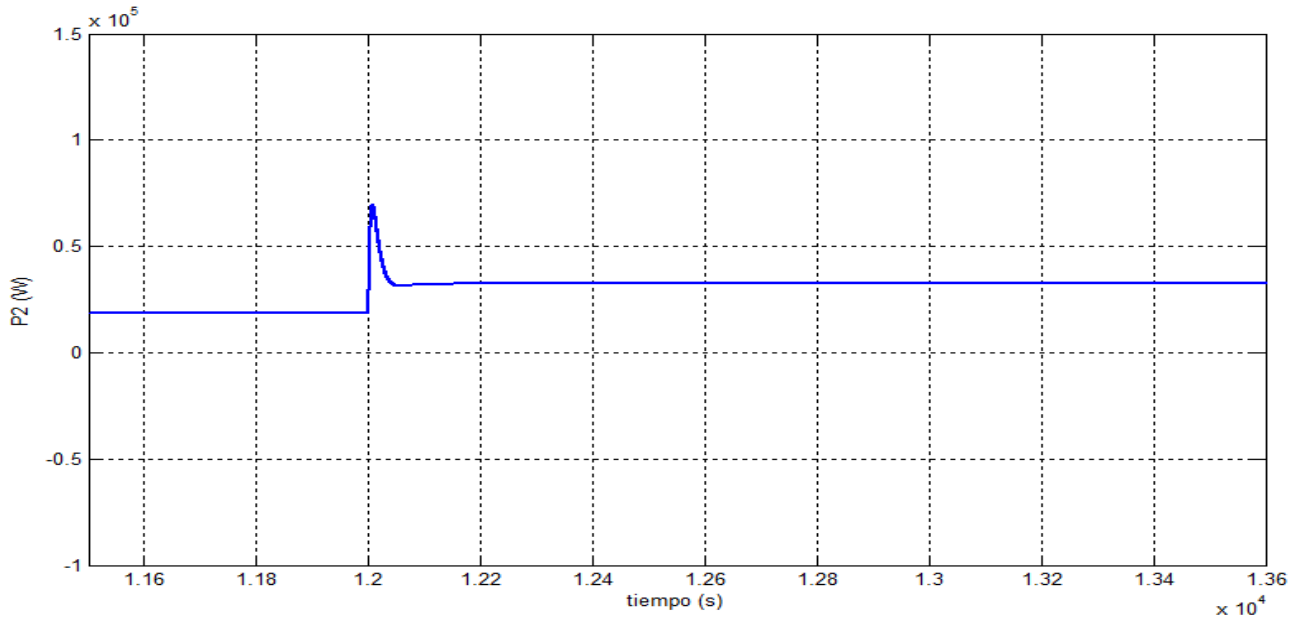


Figura 13.64: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 9 \text{ m/s}$

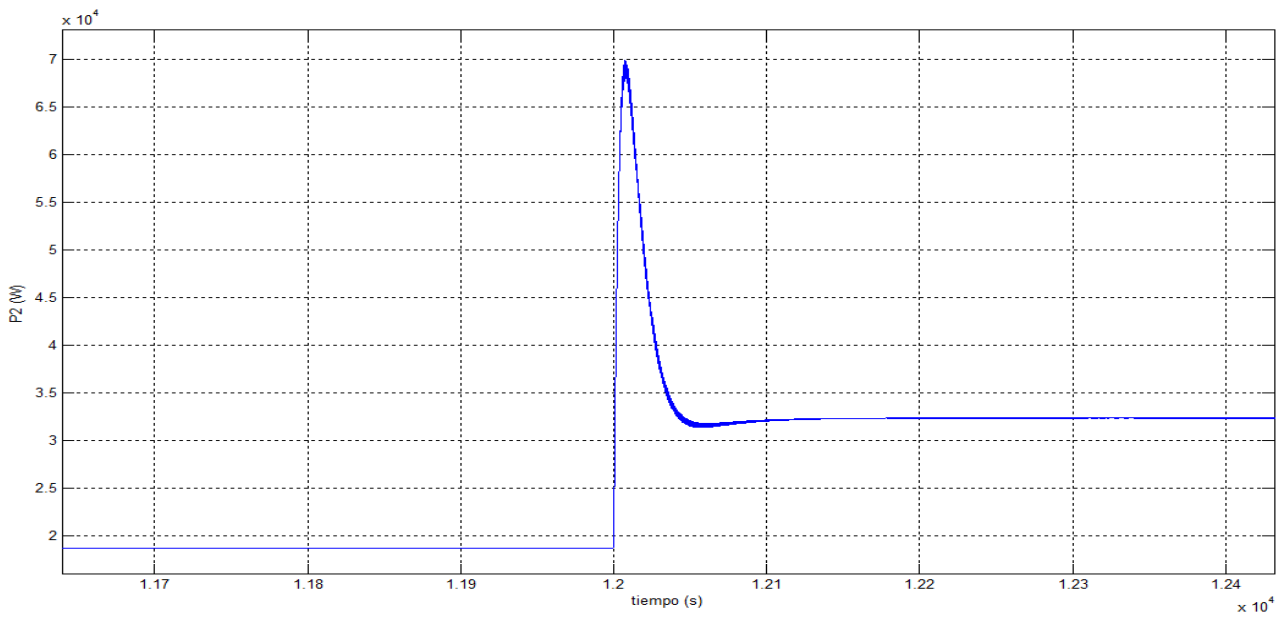


Figura 13.65: Zoom de 13.64.

Potencia generada

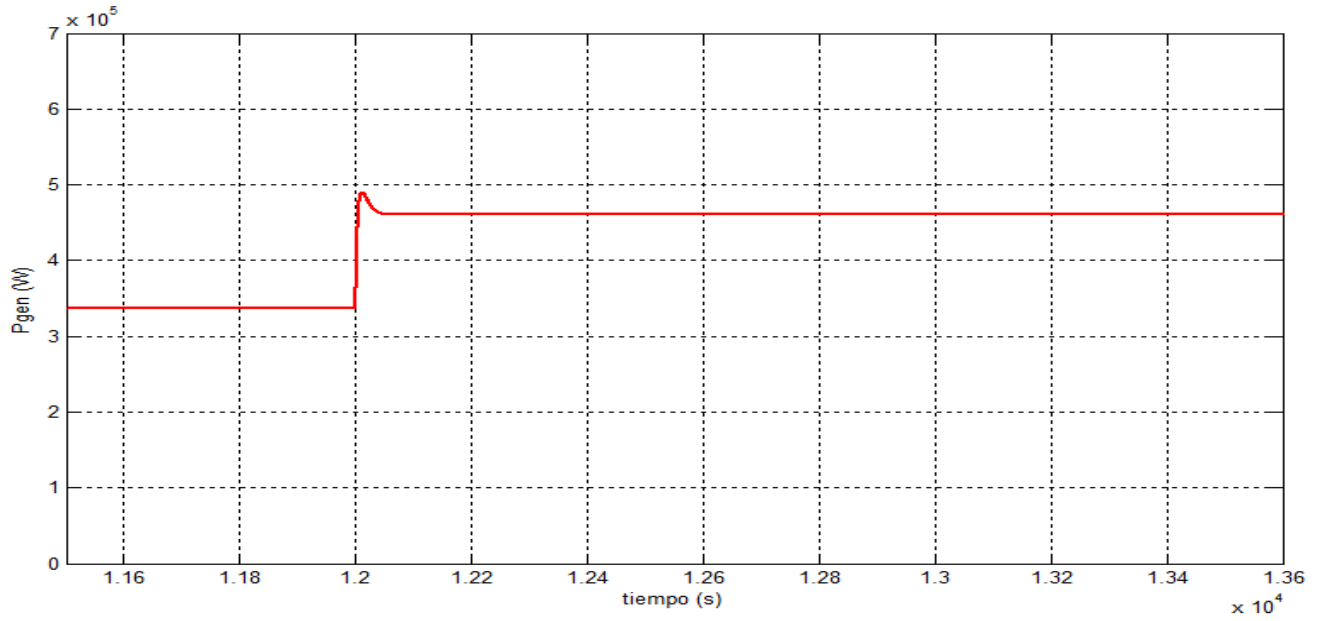


Figura 13.66: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 9$ m/s.

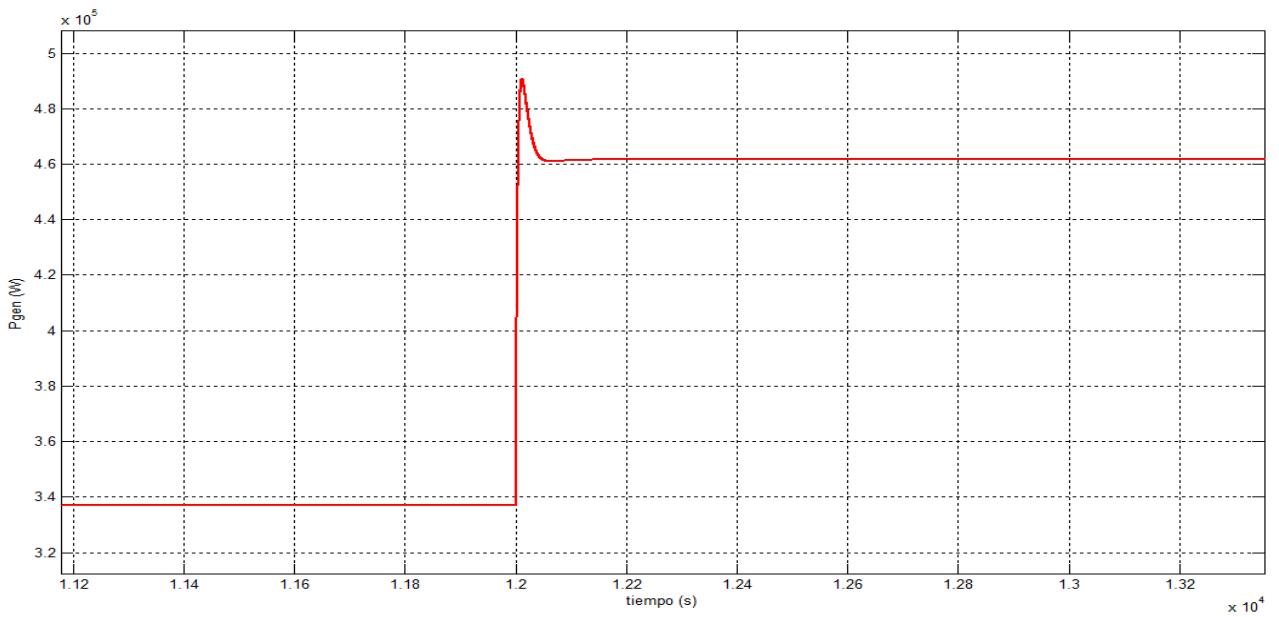


Figura 13.67: Zoom de 13.66.

13.4.2. Magnitudes de interés para $v = 10 \text{ m/s}$

A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.68 y 13.70), par ejercido por el generador (fig. 13.72), corriente rotórica (fig. 13.74), potencia mecánica (fig. 13.76), potencia eléctrica rotórica (fig. 13.78) y potencia eléctrica inyectada a la red (fig. 13.80).

Velocidad angular del generador

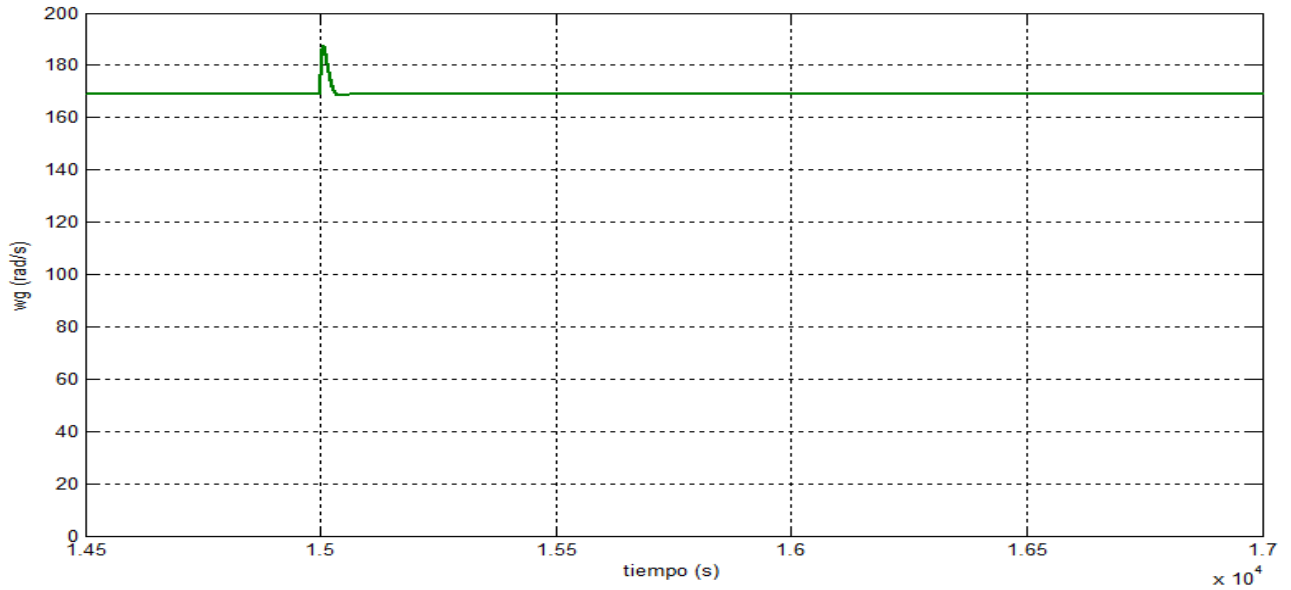


Figura 13.68: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 10 \text{ m/s}$

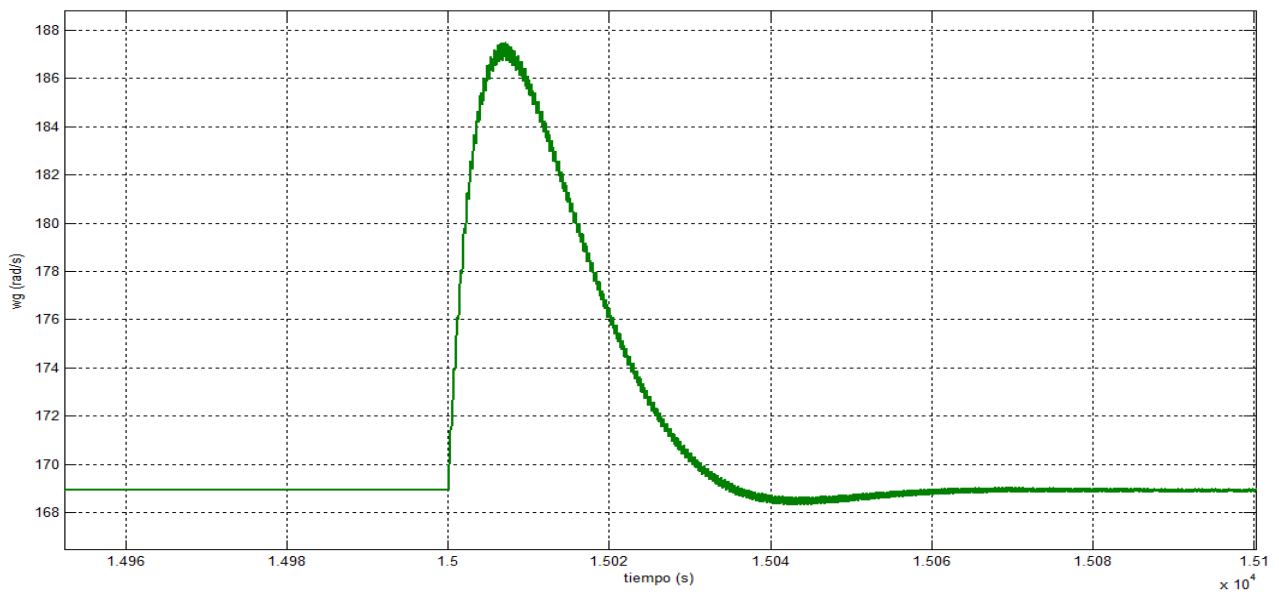


Figura 13.69: Zoom de 13.68.

Velocidad angular de la turbina

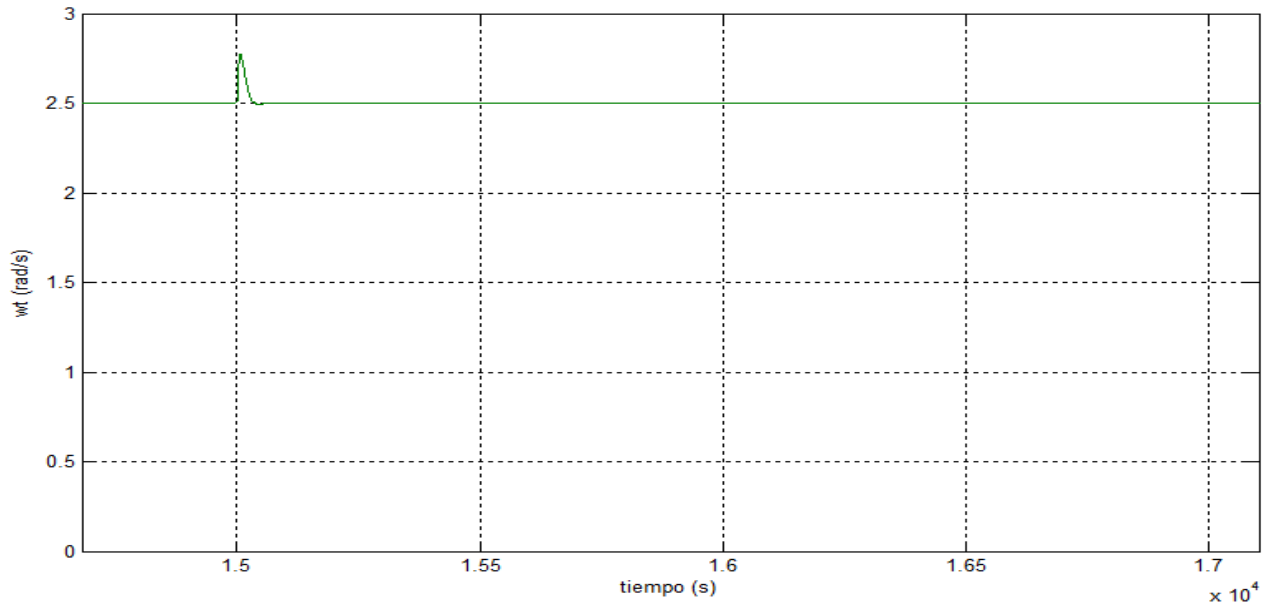


Figura 13.70: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 10 m/s$

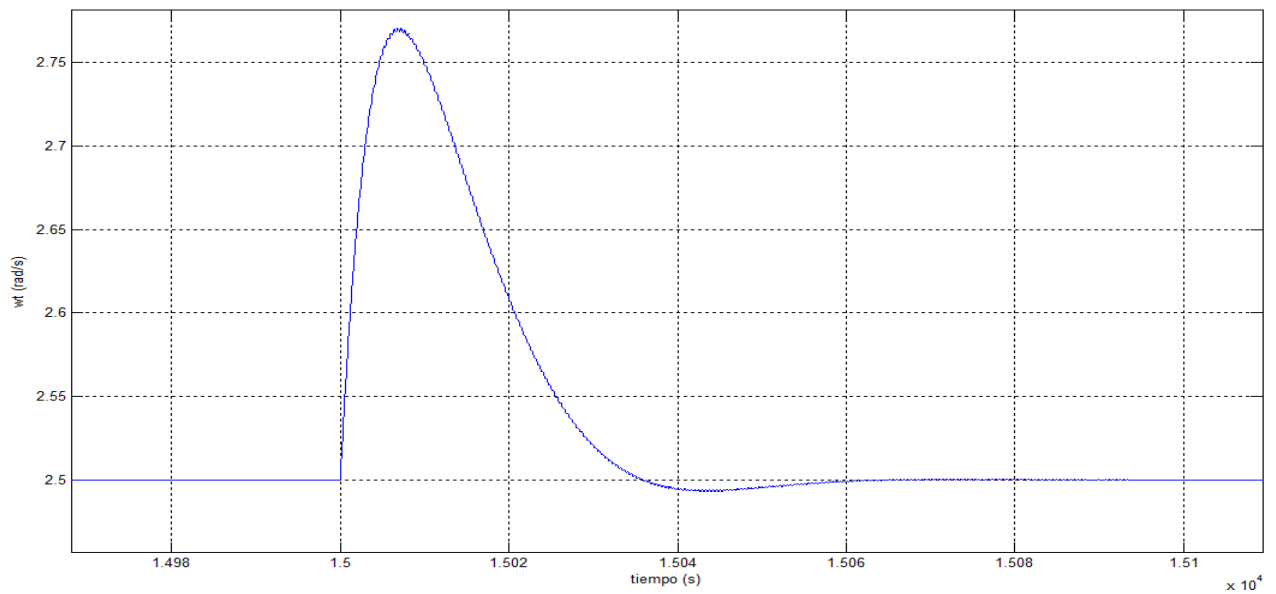


Figura 13.71: Zoom de 13.70.

Par del generador

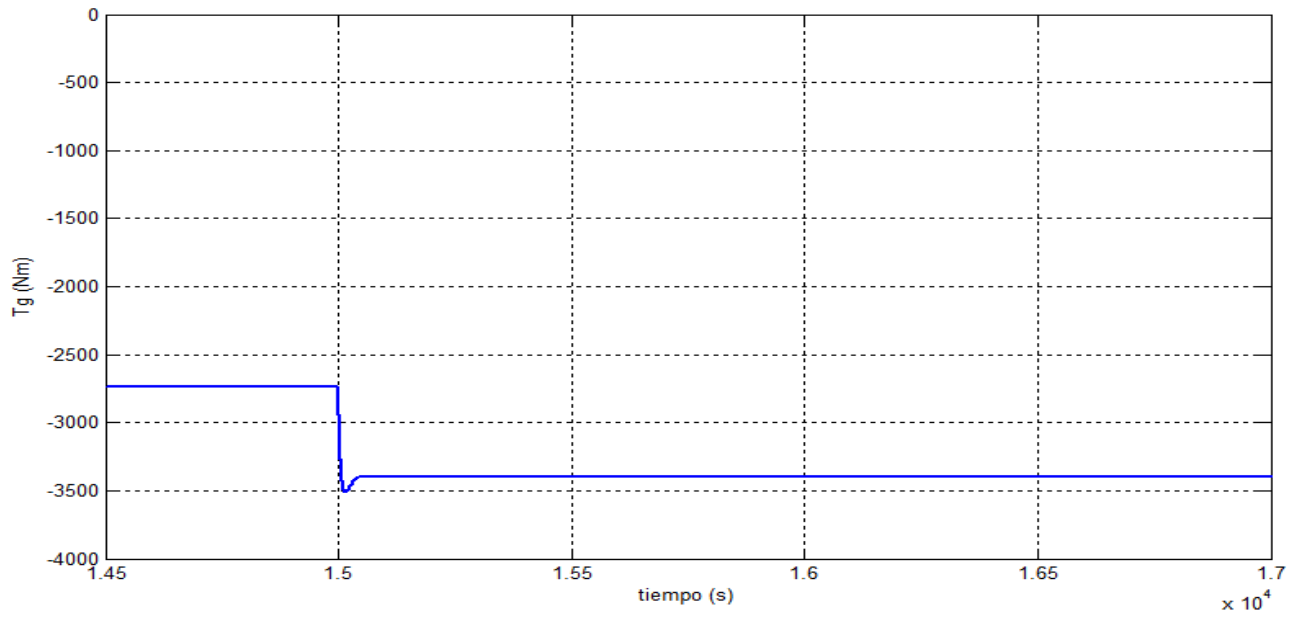


Figura 13.72: Par del generador en Nm para $v = 10 \text{ m/s}$

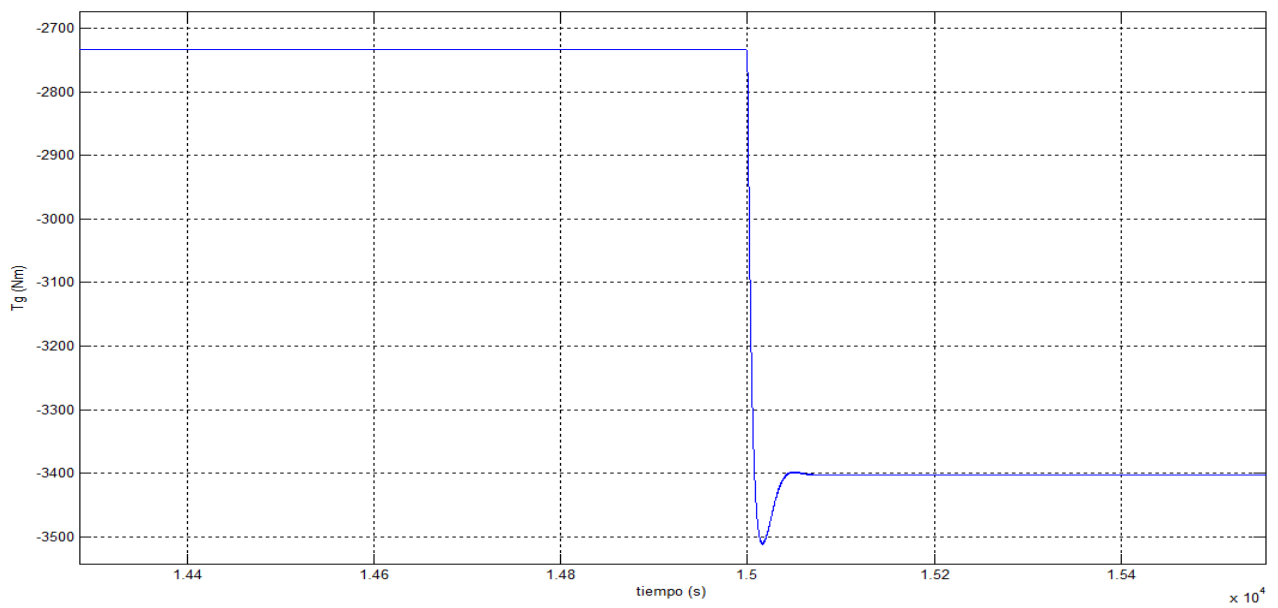


Figura 13.73: Zoom de 13.72.

Corriente del rotor

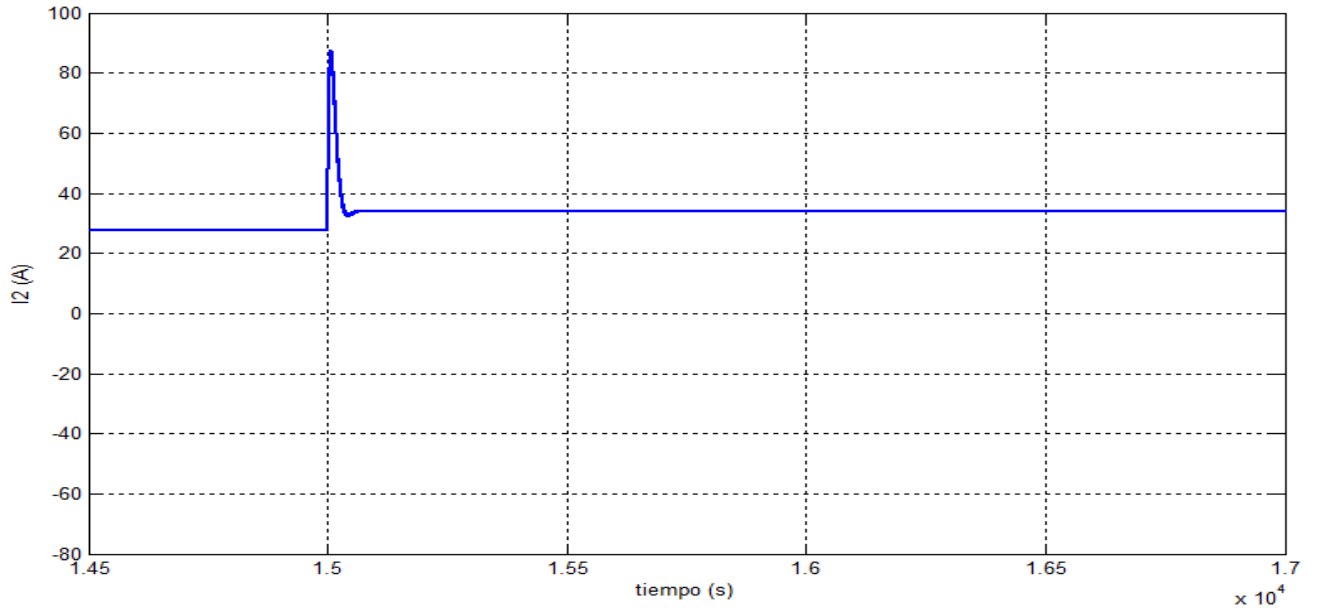


Figura 13.74: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

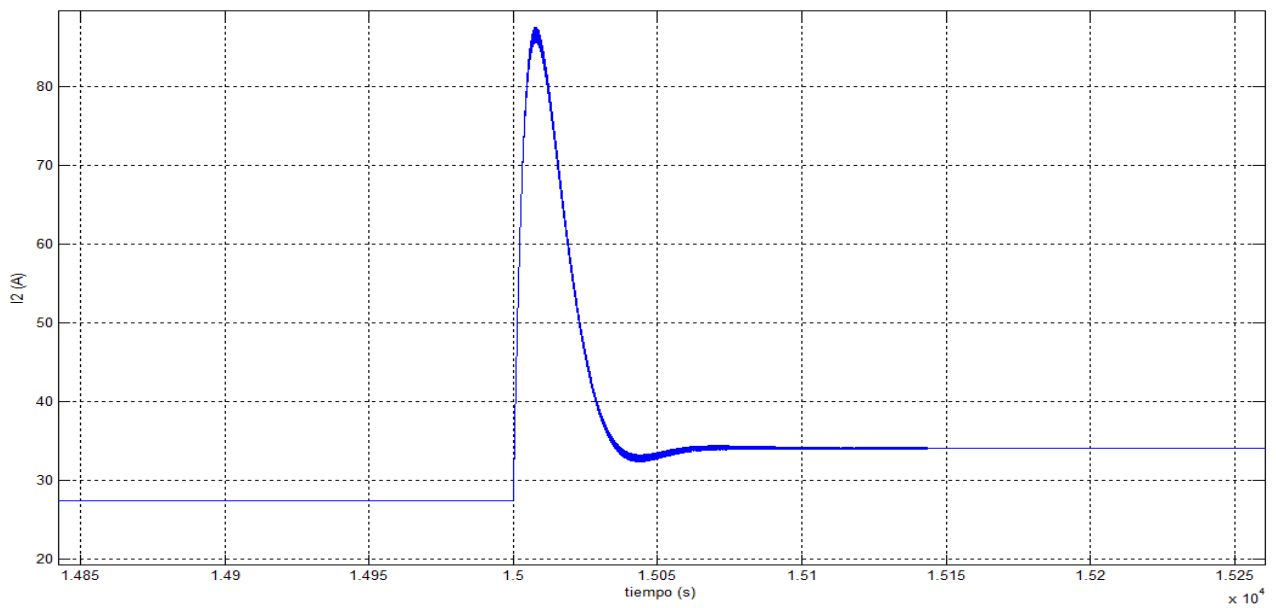


Figura 13.75: Zoom de 13.74.

Potencia mecánica

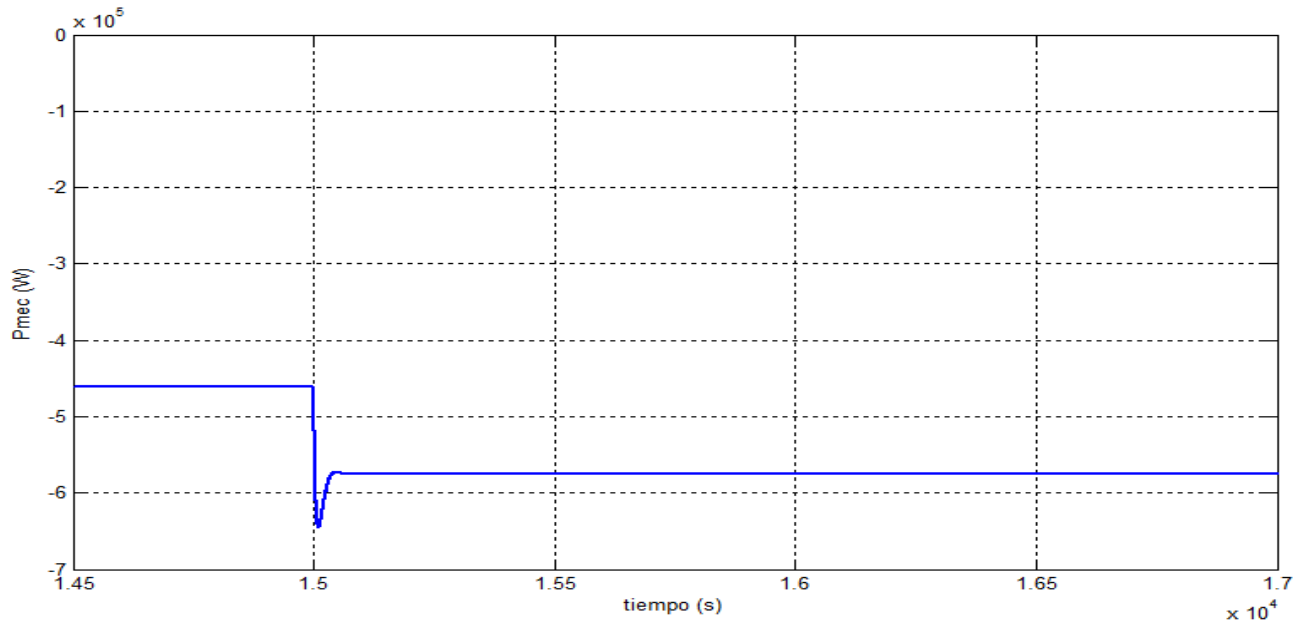


Figura 13.76: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 10 \text{ m/s}$

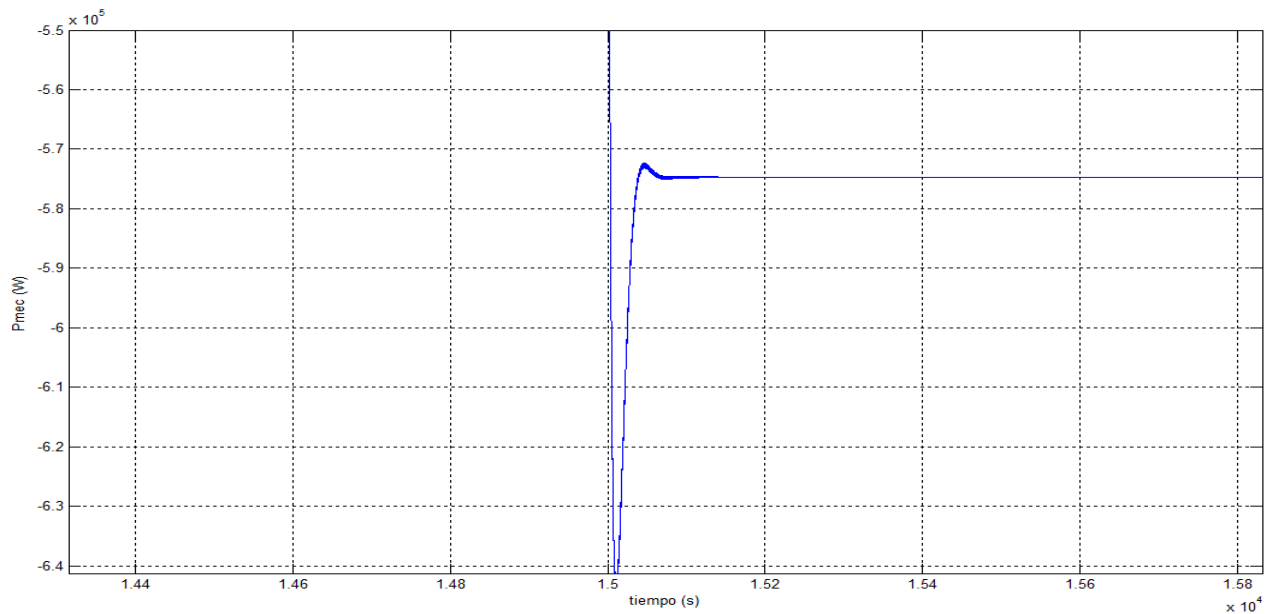


Figura 13.77: Zoom de 13.76.

Potencia rotórica

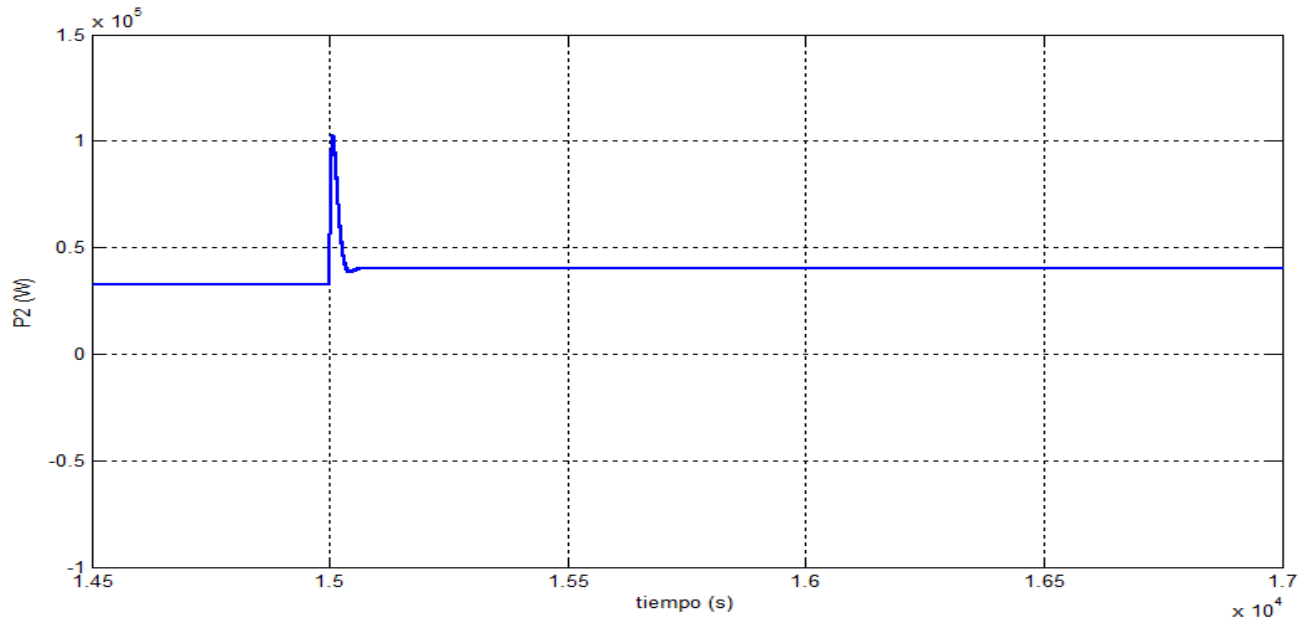


Figura 13.78: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 10 \text{ m/s}$

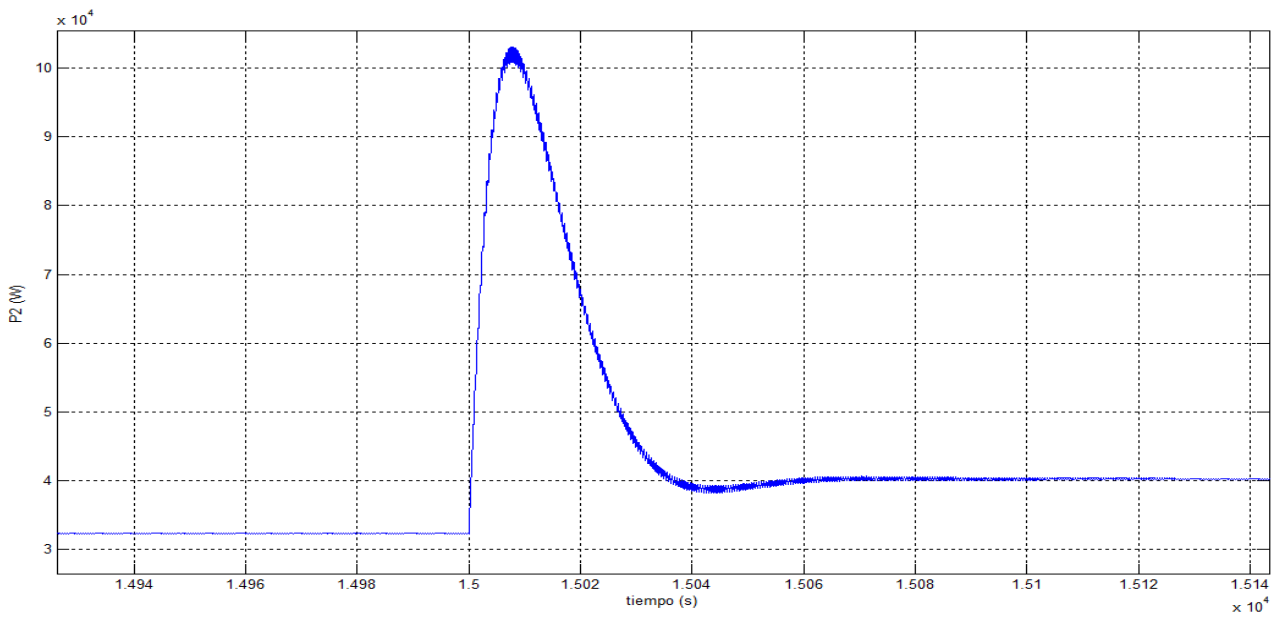


Figura 13.79: Zoom de 13.78.

Potencia generada

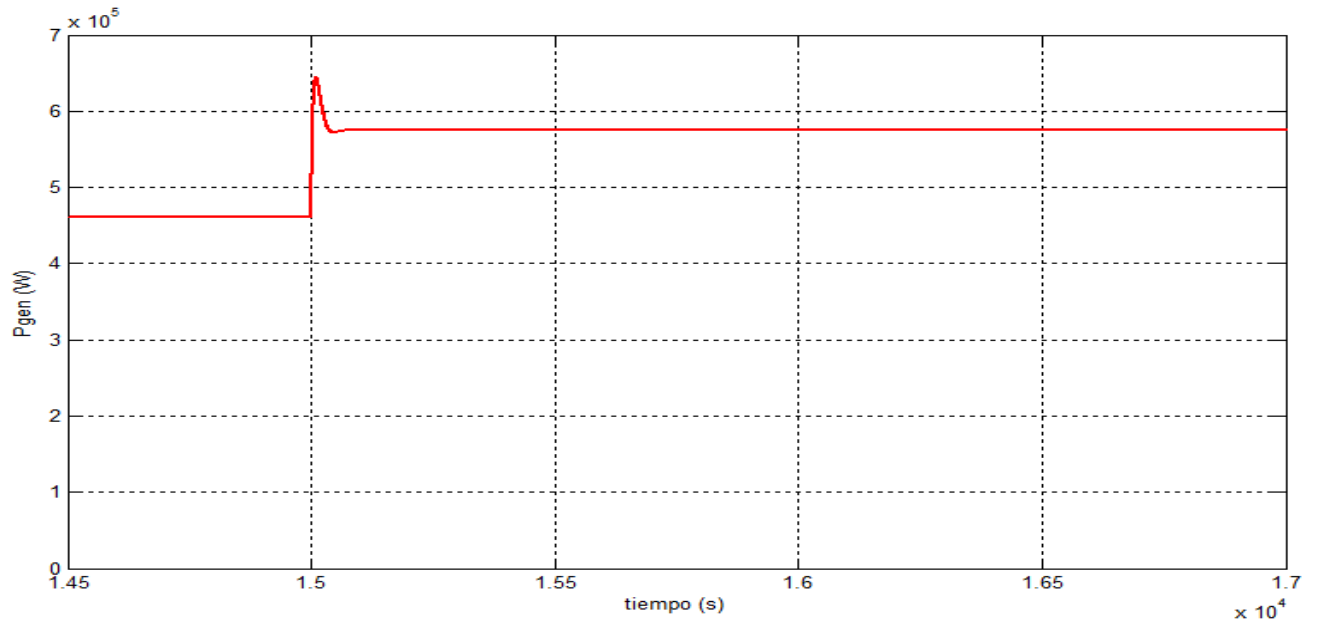


Figura 13.80: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 10$ m/s.

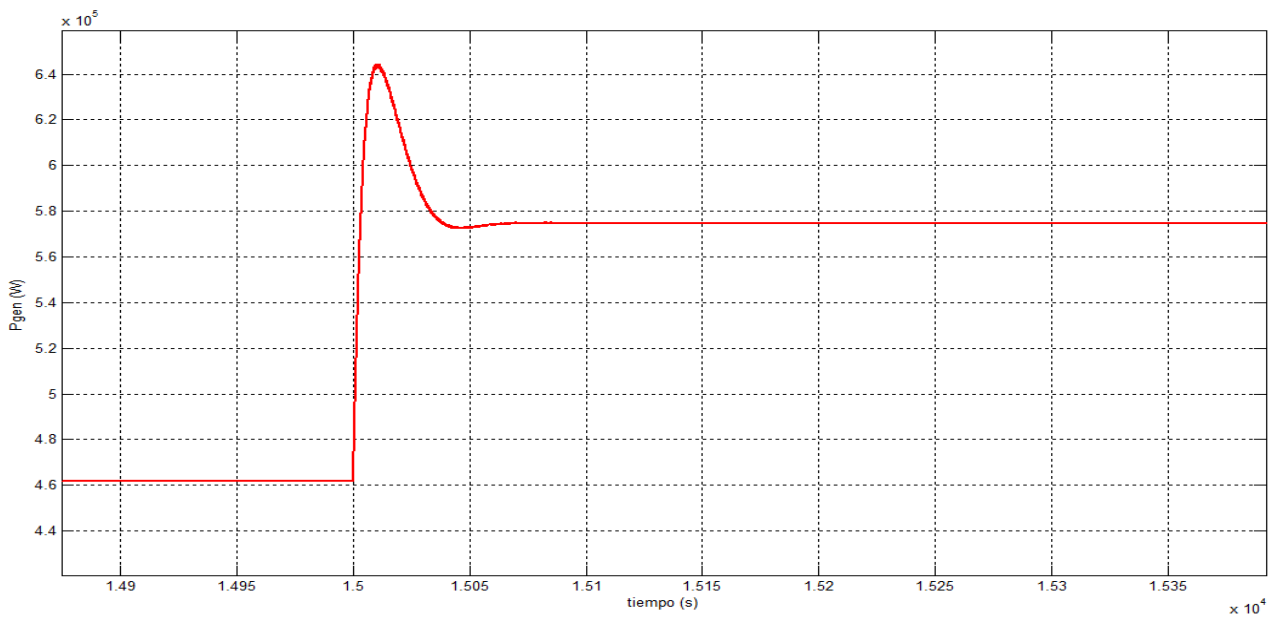


Figura 13.81: Zoom de 13.80.

13.4.3. Comentarios sobre los resultados obtenidos

En primera instancia se puede apreciar que todos los resultados obtenidos fueron coherentes con los esperados. En este rango de velocidades la respuesta del sistema al aplicar un escalón de viento hacen que tanto la velocidad angular del rotor del generador y la velocidad angular de la turbina tiendan a mantenerse en sus valores nominales, respetando la relación impuesta por la caja multiplicadora entre ambas. Por otro lado se denota el aumento en el par impuesto por el generador en valor absoluto, así como también el aumento de la potencia mecánica en el rotor del generador. Con respecto a las magnitudes eléctricas se aprecia que la potencia rotórica ahora es positiva lo que conlleva a que se este entregando el exceso de energía en el rotor a la red, lo que se corresponde con el hecho de que la velocidad angular del generador esté por encima de la velocidad de sincronismo (157 rad/s). Por otro lado la potencia estática aumenta como era de esperarse, puesto a que se cuenta con un valor mayor de energía cinética del viento, que se traduce en un mayor par en la turbina eólica.

Por último, es notorio que el tiempo de respuesta del sistema en velocidades intermedias es más lento que en caso del sistema en velocidades bajas, a su vez el mismo presenta una respuesta más oscilatoria que el sistema en velocidades bajas. Esto se debe al acotado margen en que se pudieron variar los parámetros del controlador en el lugar de las raíces del sistema en lazo cerrado a la hora de diseñar el mismo, lo que impidió lograr un diseño más ajustado a los requerimientos deseados.

13.5. Respuesta del sistema en velocidades altas

En esta sección se presentan las respuestas para entradas de viento a velocidades altas, este rango corresponde a velocidades entre 13 m/s y 18 m/s . En este rango de operación es donde entra el control de pitch de manera de no operar el generador por encima de la potencia nominal y su velocidad nominal. A continuación se mostraran las magnitudes de interés a partir de distintas velocidades iniciales que se especificaran en cada gráfica.

13.5.1. Magnitudes de interés para $v = 14 \text{ m/s}$

Para este estudio se ha aplicado un escalón de $v = 2 \text{ m/s}$, tal que empiece a actuar el control de pitch para no exceder los valores nominales del generador asíncrono. A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.82 y 13.84), par ejercido por el generador (fig. 13.86), corriente rotórica (13.87), potencia mecánica (13.89), potencia eléctrica rotórica (13.91), potencia eléctrica inyectada a la red (13.93) y ángulo de pitch o de paso de pala (fig. 13.95).

Velocidad angular del generador

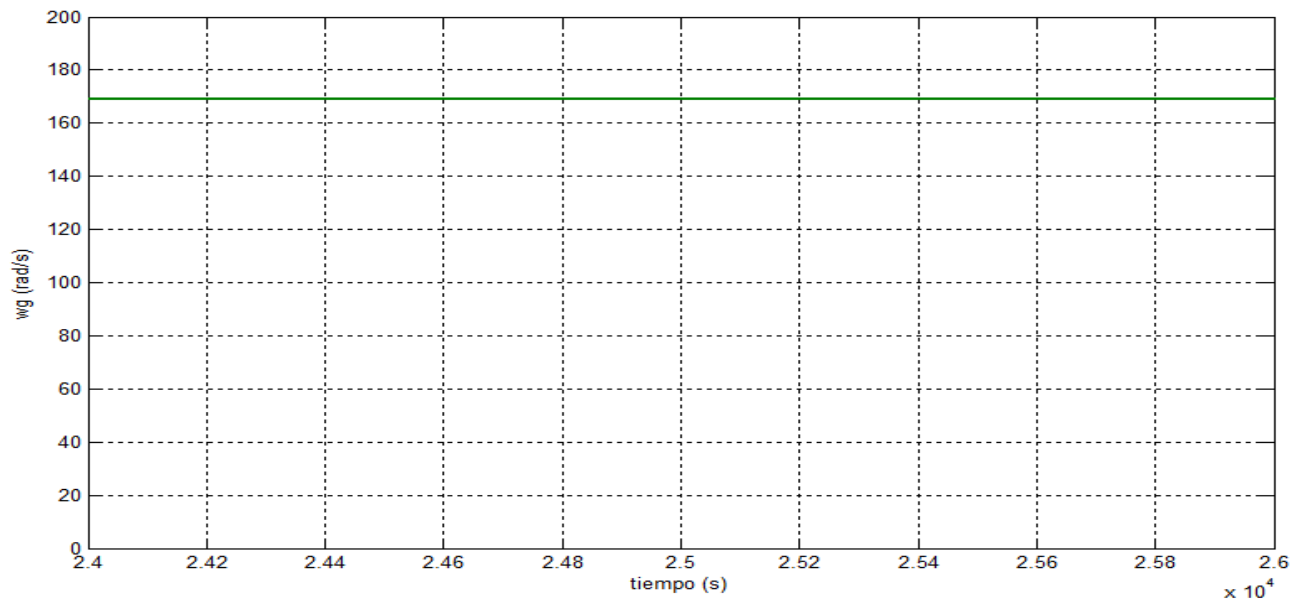


Figura 13.82: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 14 m/s$

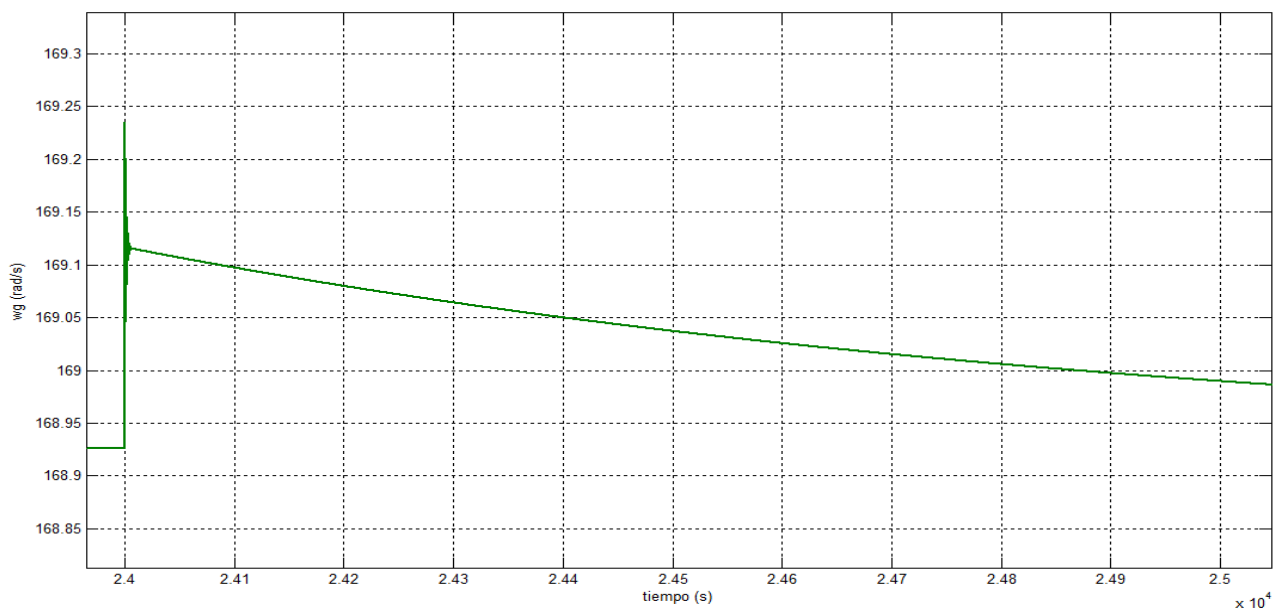


Figura 13.83: Zoom de 13.82.

Velocidad angular de la turbina

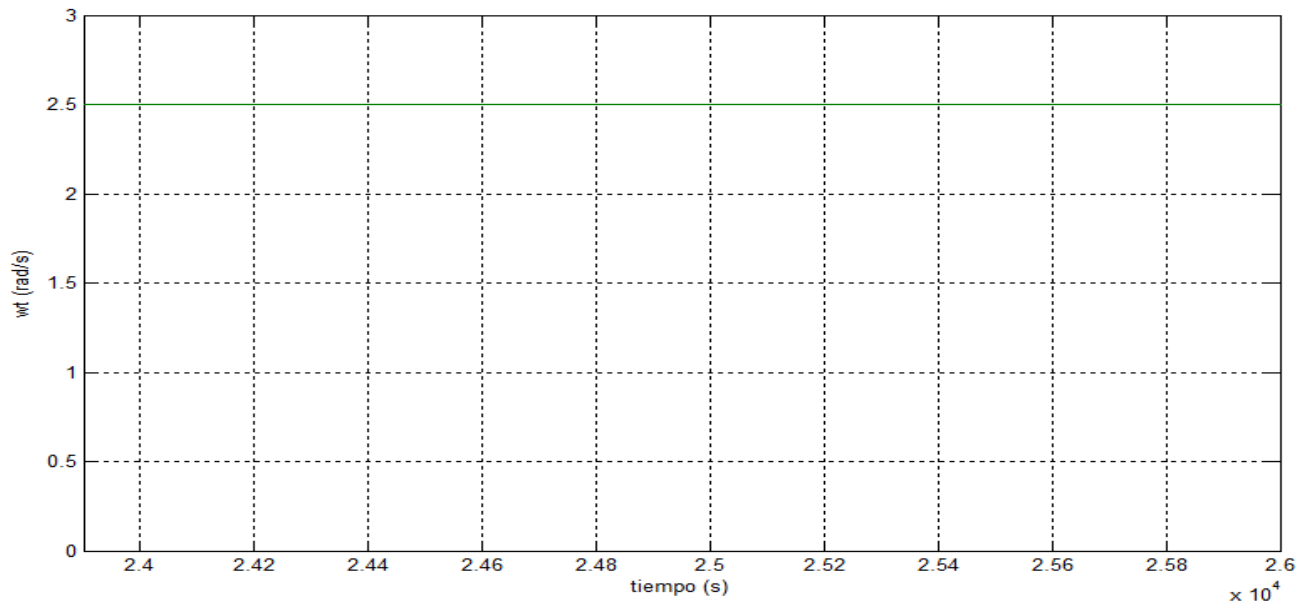


Figura 13.84: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 14 m/s$

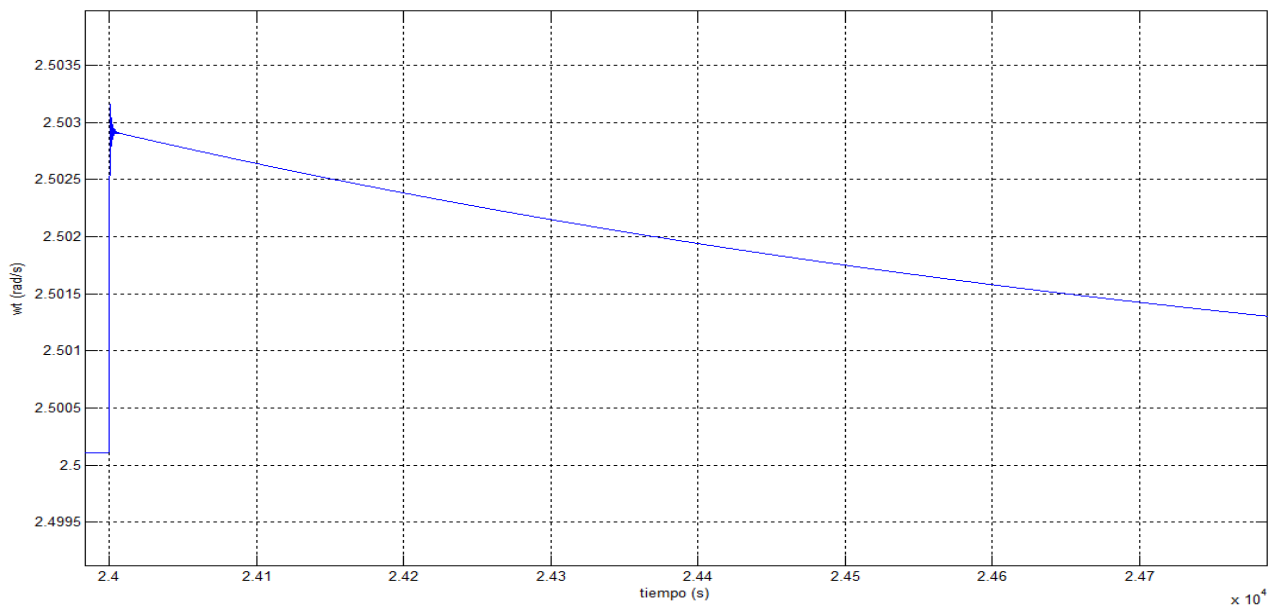


Figura 13.85: Zoom de 13.84.

Par del generador

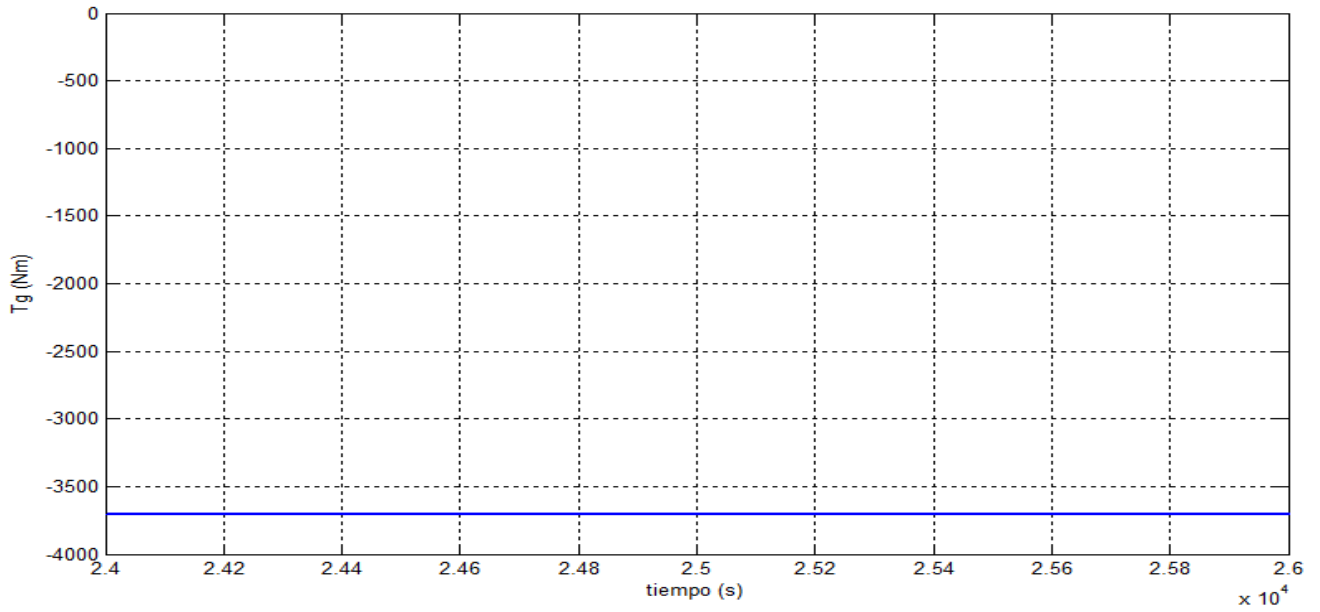


Figura 13.86: Par del generador en Nm para $v = 14$ m/s

Corriente del rotor

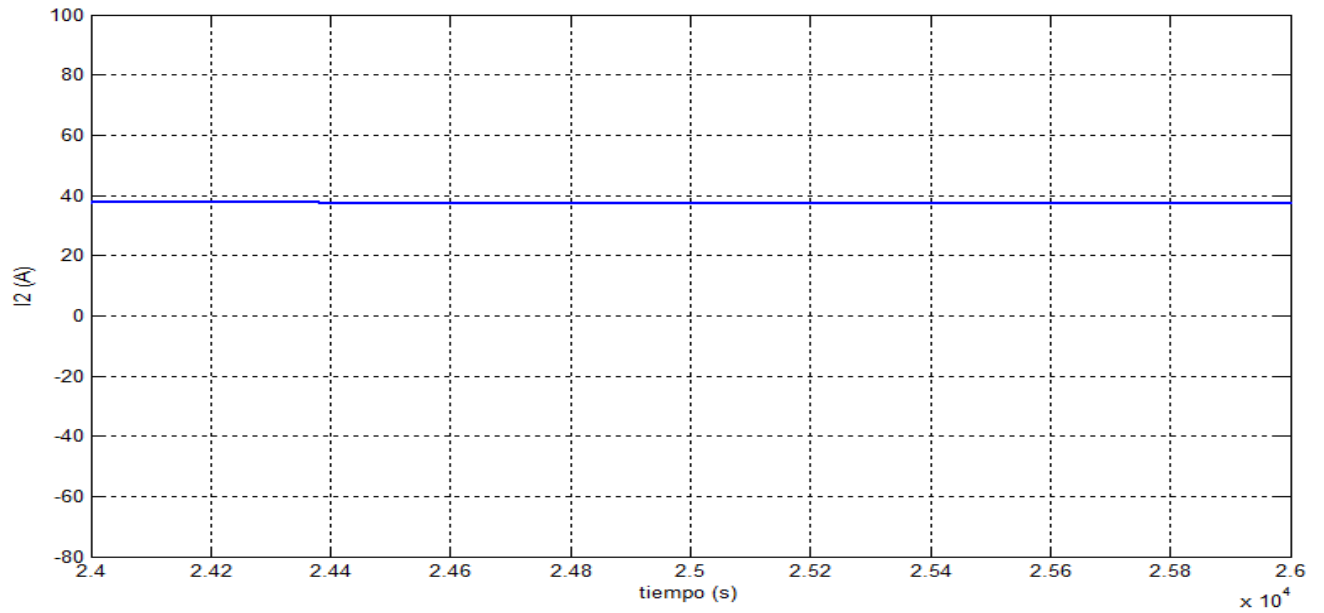


Figura 13.87: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

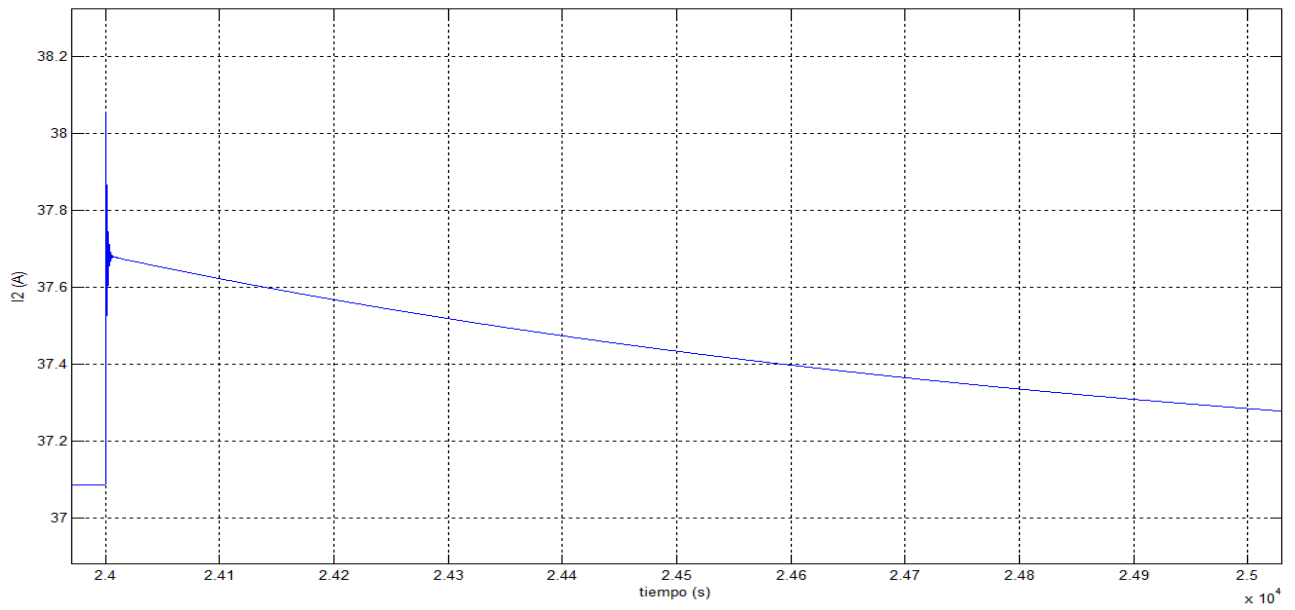


Figura 13.88: Zoom de 13.87.

Potencia mecánica

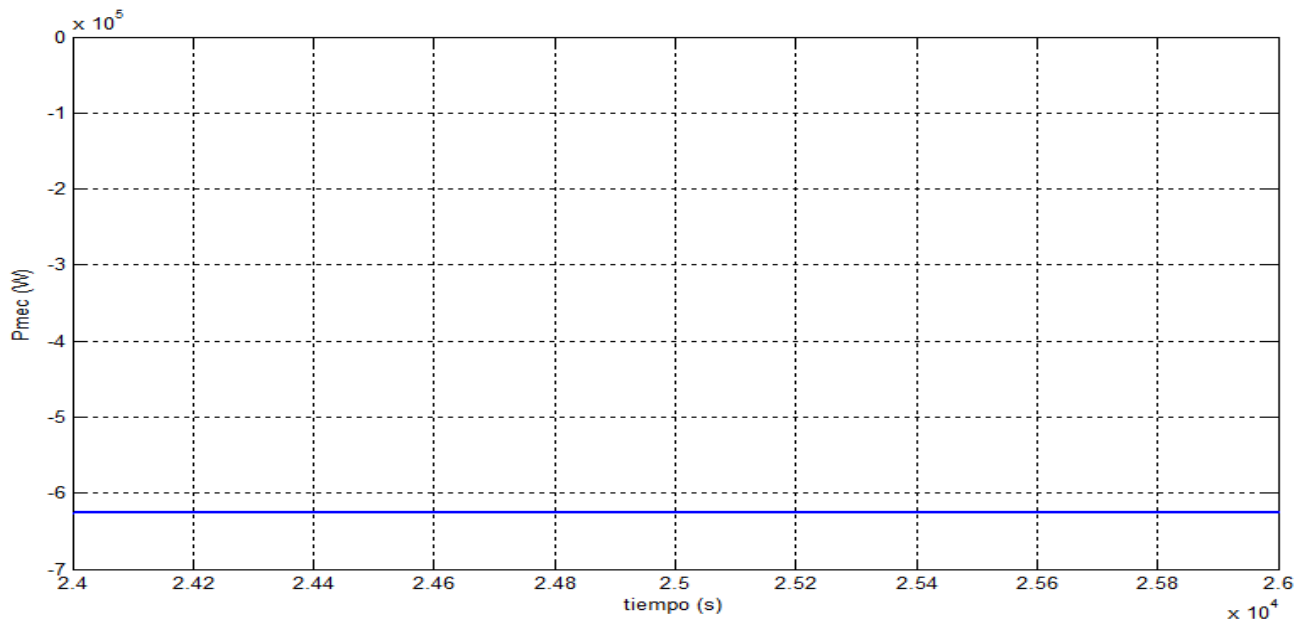


Figura 13.89: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 14 \text{ m/s}$

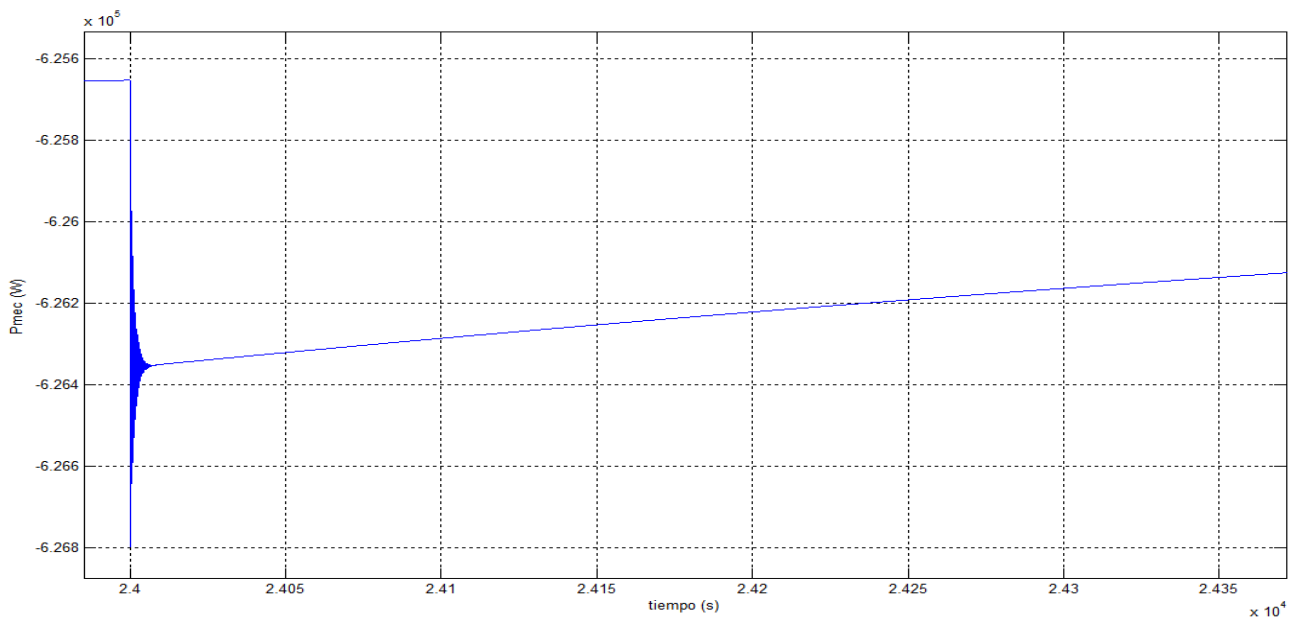


Figura 13.90: Zoom de 13.89.

Potencia rotórica

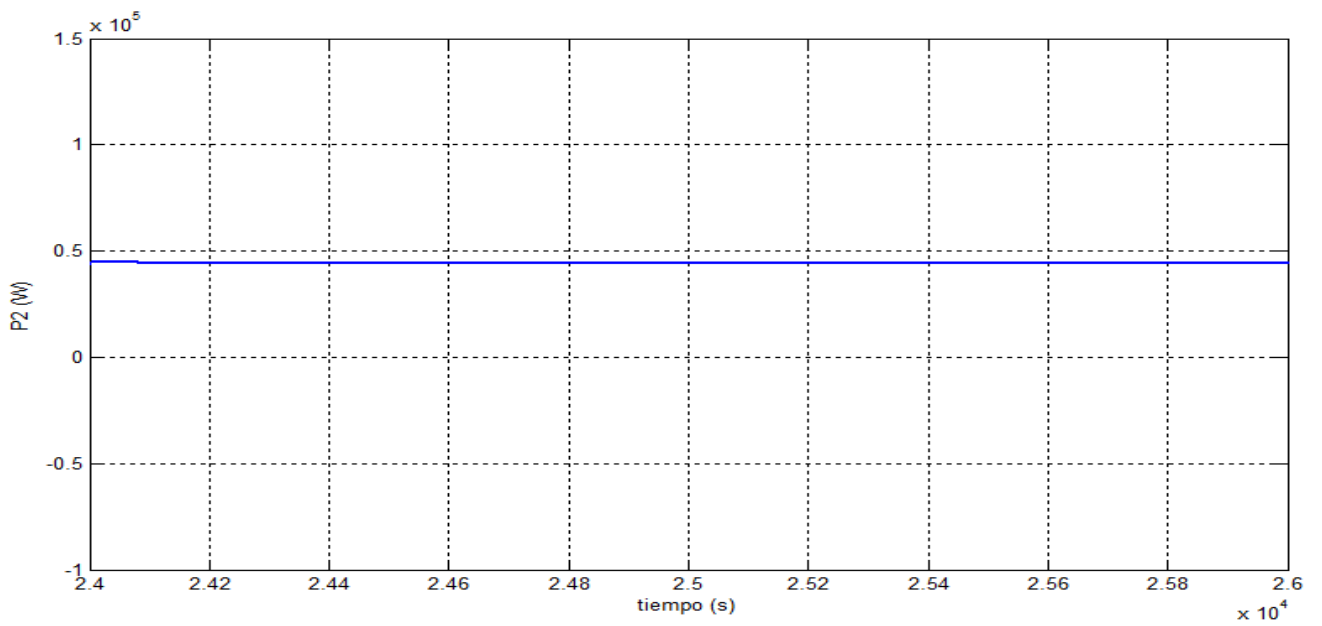


Figura 13.91: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 14 \text{ m/s}$

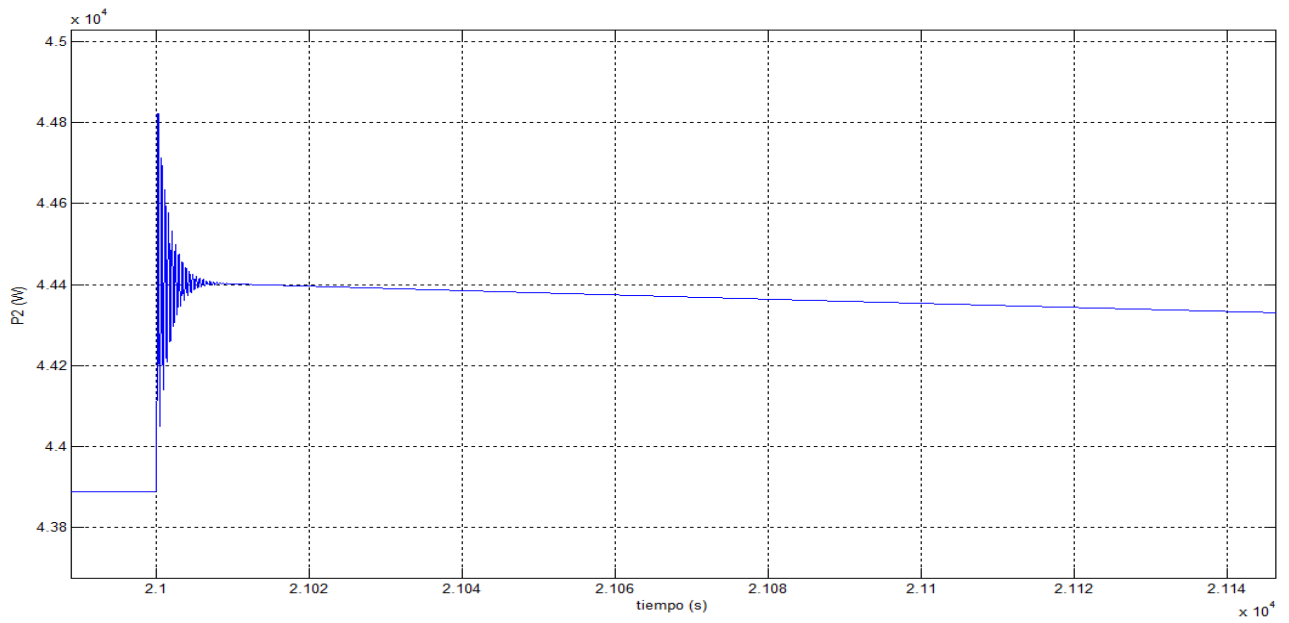


Figura 13.92: Zoom de 13.91.

Potencia generada

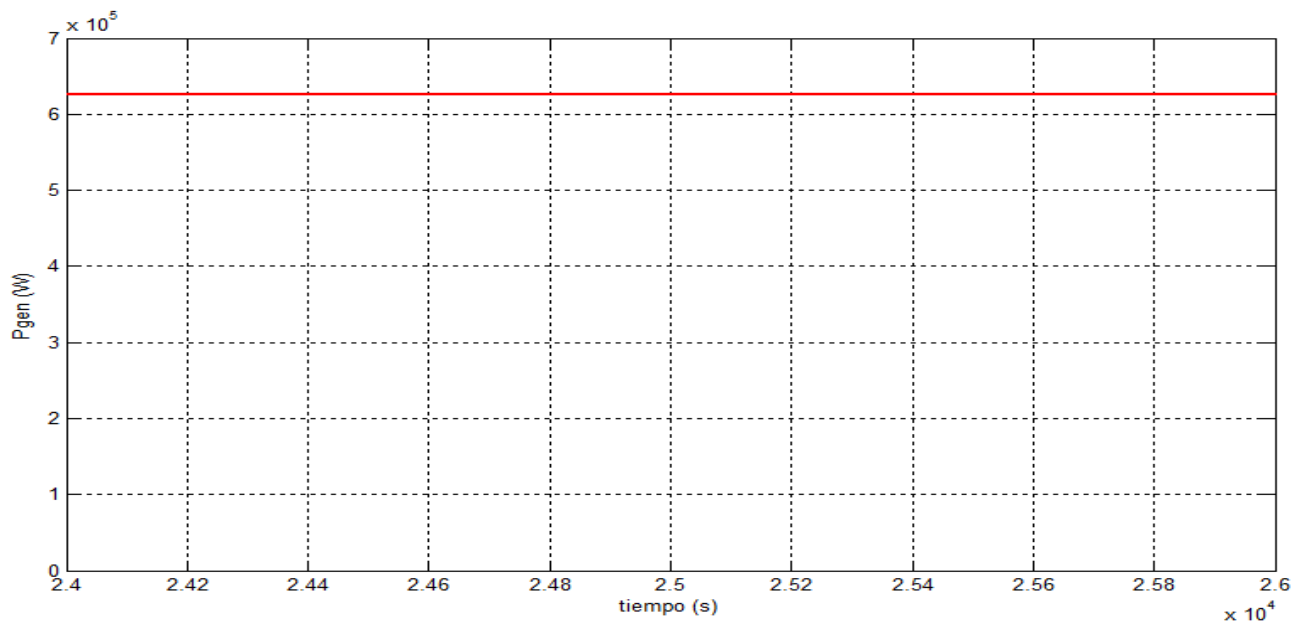


Figura 13.93: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 14$ m/s.

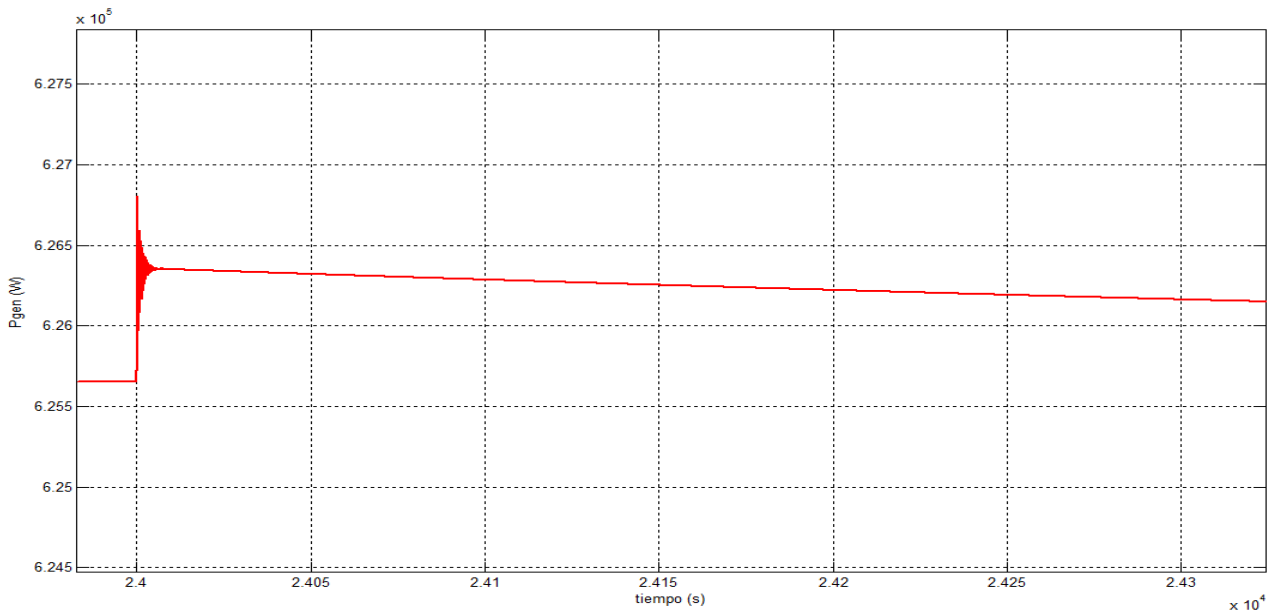


Figura 13.94: Zoom de 13.93.

Ángulo de pitch

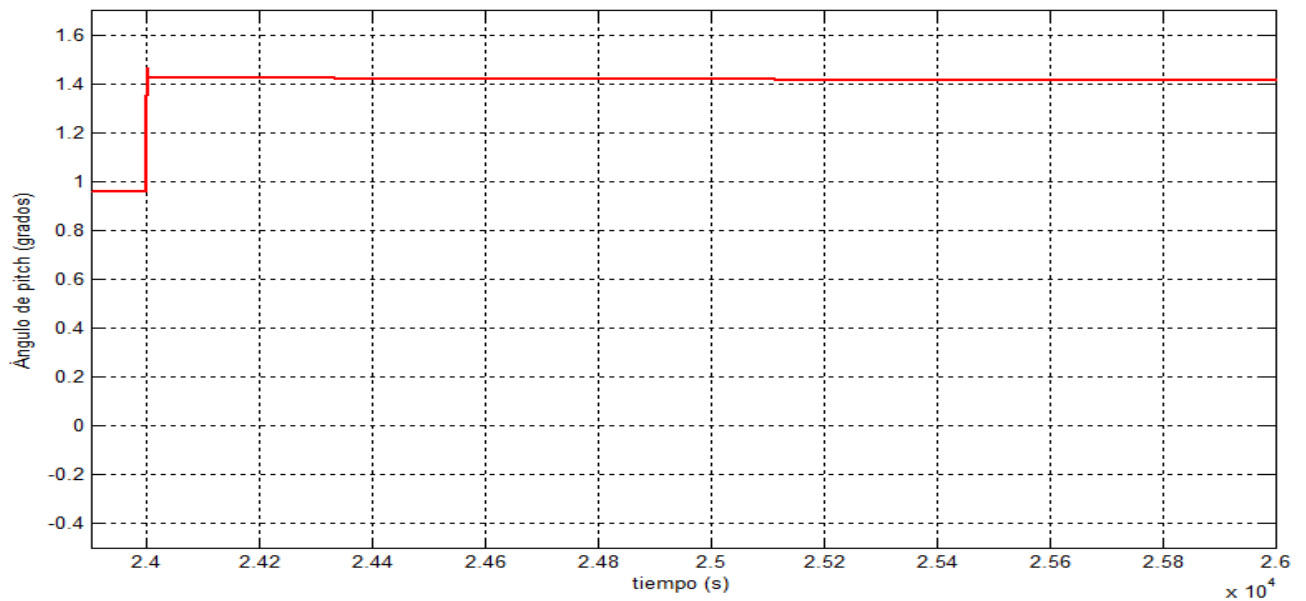


Figura 13.95: Ángulo de pitch en grados para $v = 14 \text{ m/s}$

13.5.2. Magnitudes de interés para $v = 15 \text{ m/s}$

En este caso se aplicó un escalón de $v = 1 \text{ m/s}$ para observar el comportamiento de las variaciones de las magnitudes de interés.

A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.96 y 13.97), par ejercido por el generador (fig. 13.98), corriente rotórica (13.99),

potencia mecánica (13.100), potencia eléctrica rotórica (13.101), potencia eléctrica inyectada a la red (13.102) y ángulo de pitch o de paso de pala (fig. 13.103).

Velocidad angular del generador

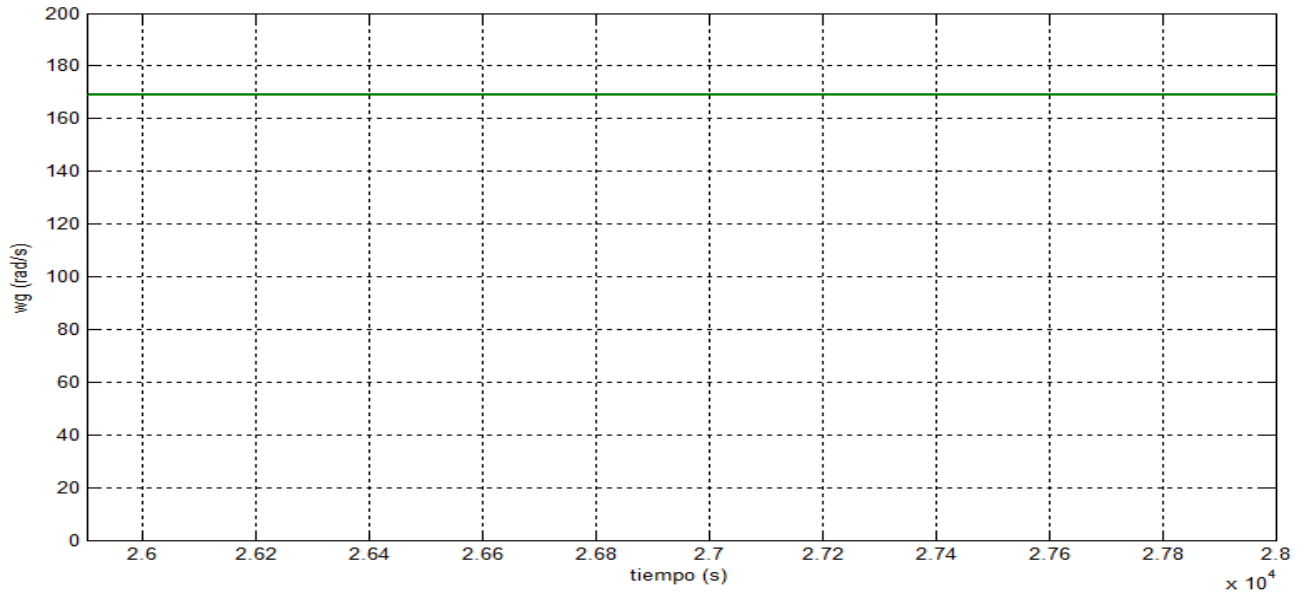


Figura 13.96: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 15 \text{ m/s}$

Velocidad angular de la turbina

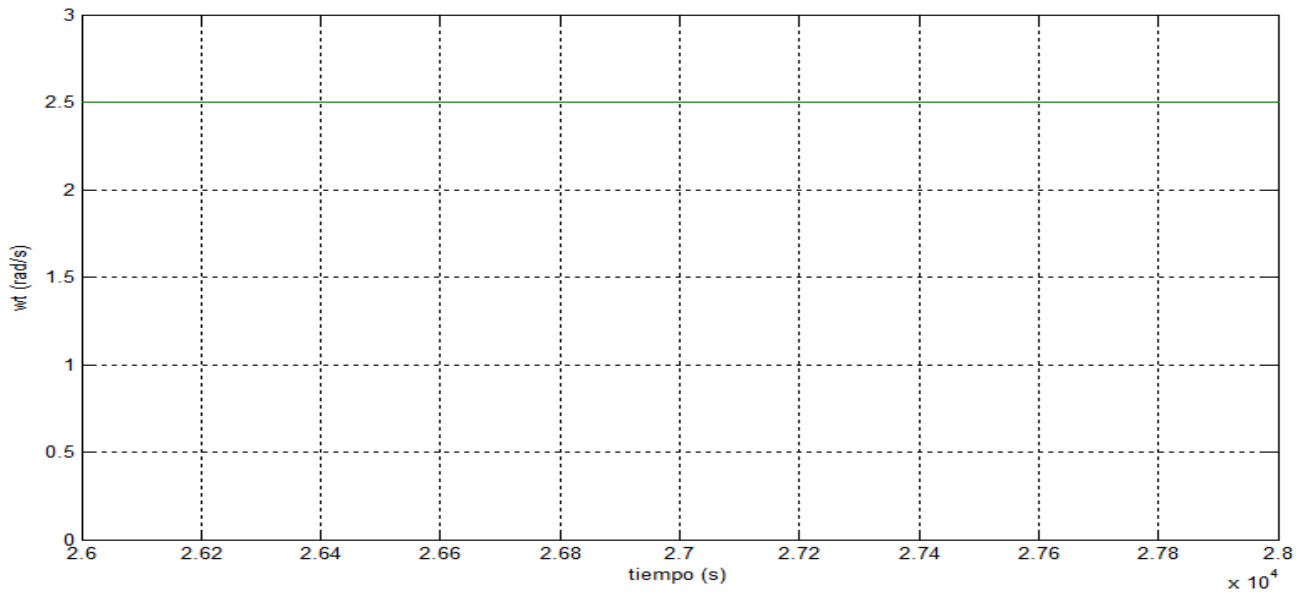


Figura 13.97: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 15 \text{ m/s}$

Par del generador

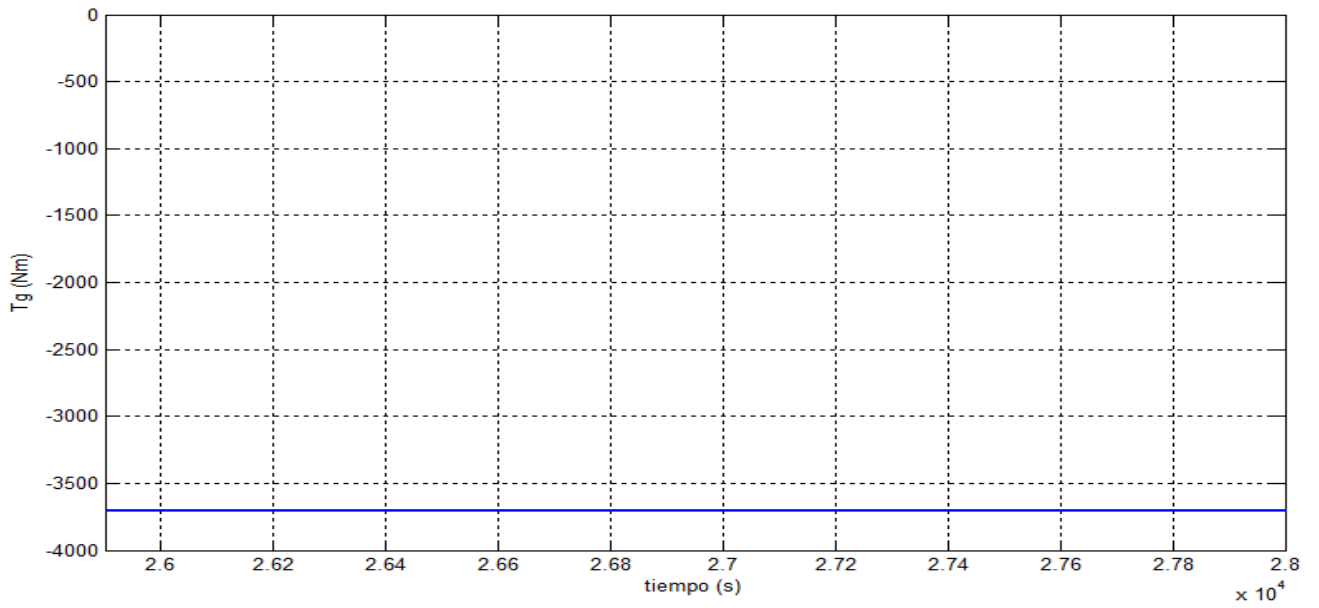


Figura 13.98: Par del generador en Nm para $v = 15$ m/s

Corriente del rotor

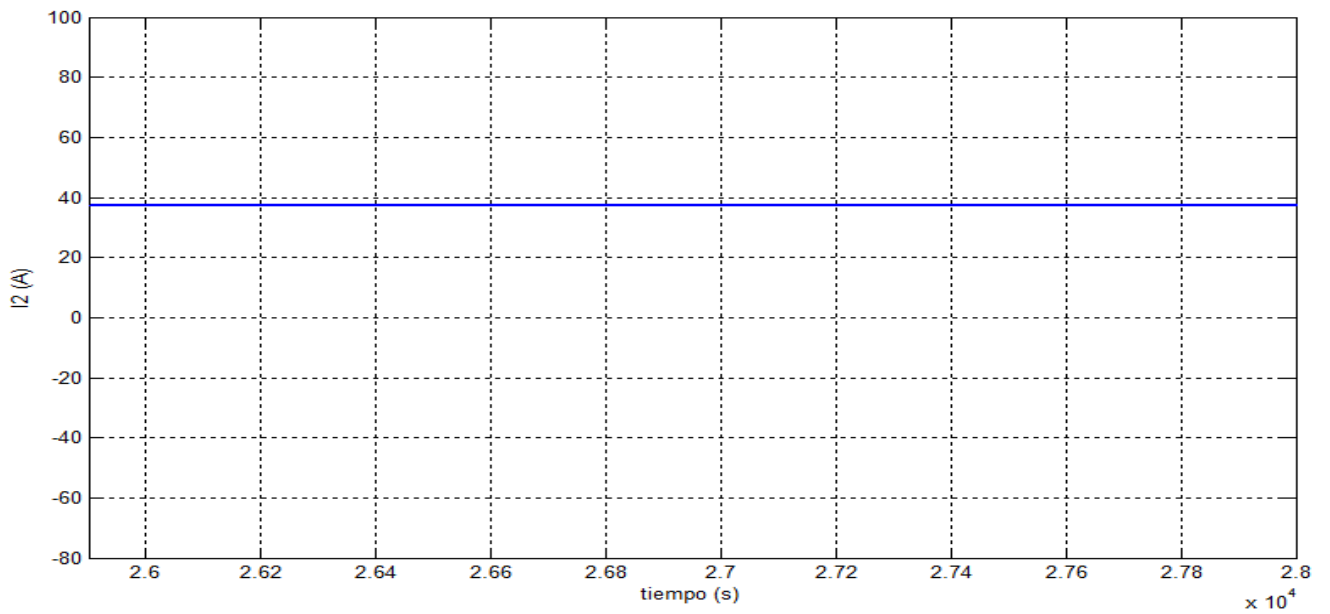


Figura 13.99: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

Potencia mecánica

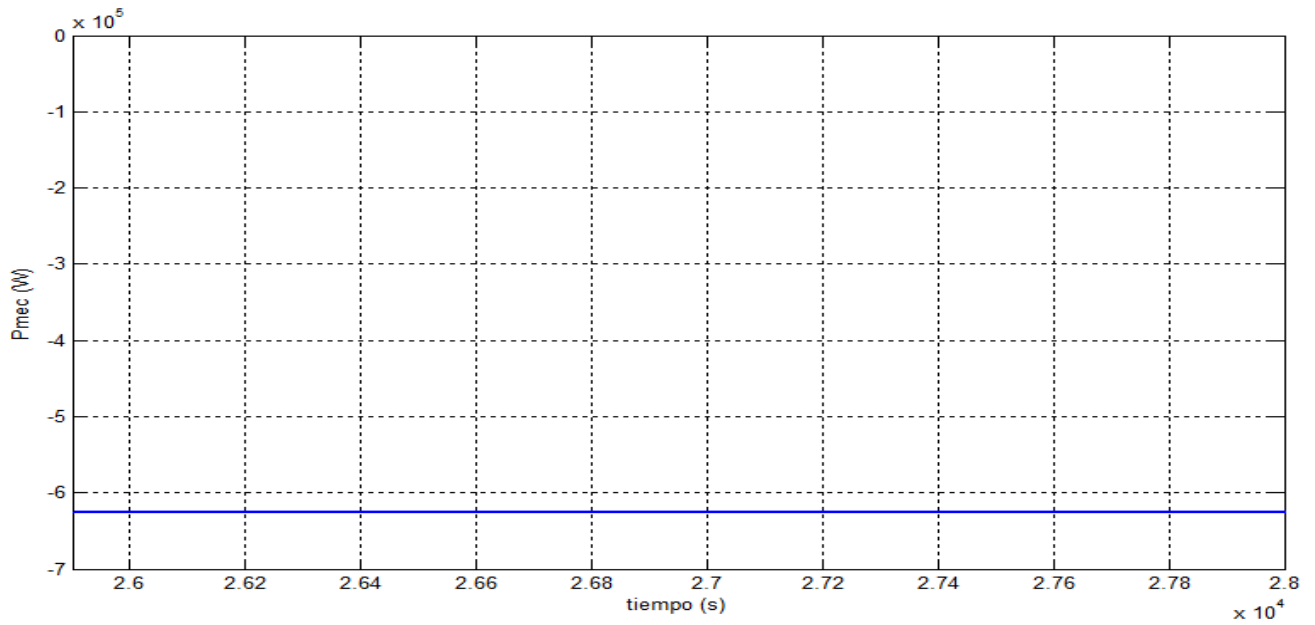


Figura 13.100: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 15$ m/s

Potencia rotórica

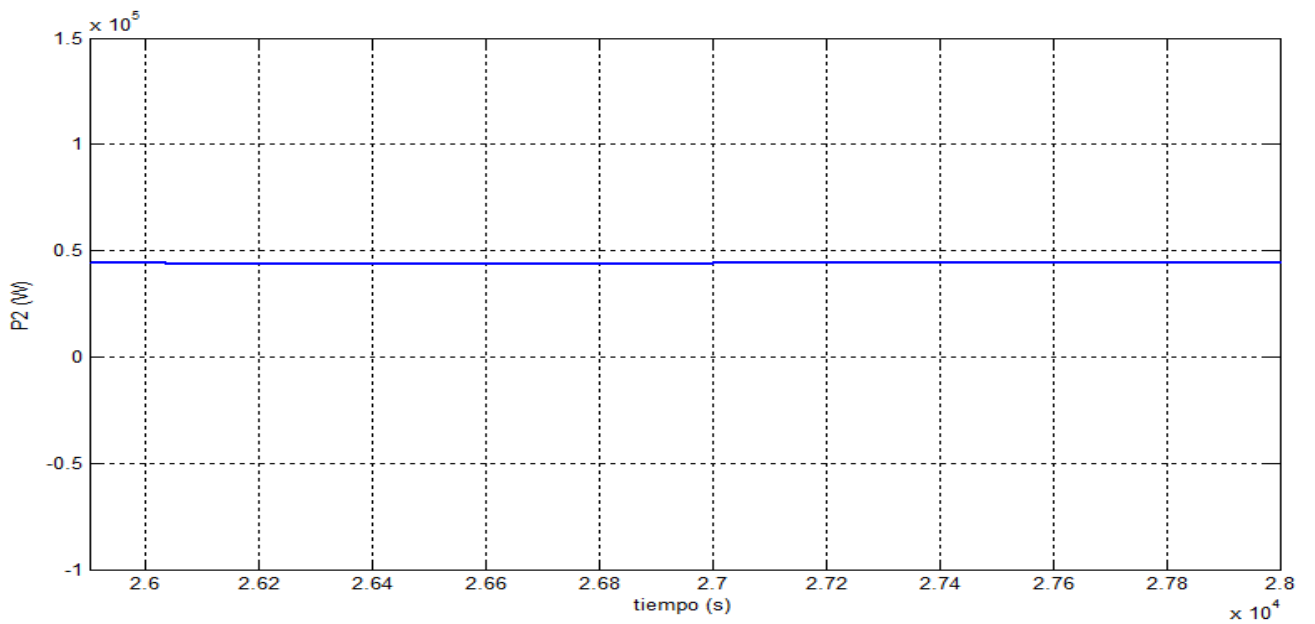


Figura 13.101: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 15$ m/s

Potencia generada

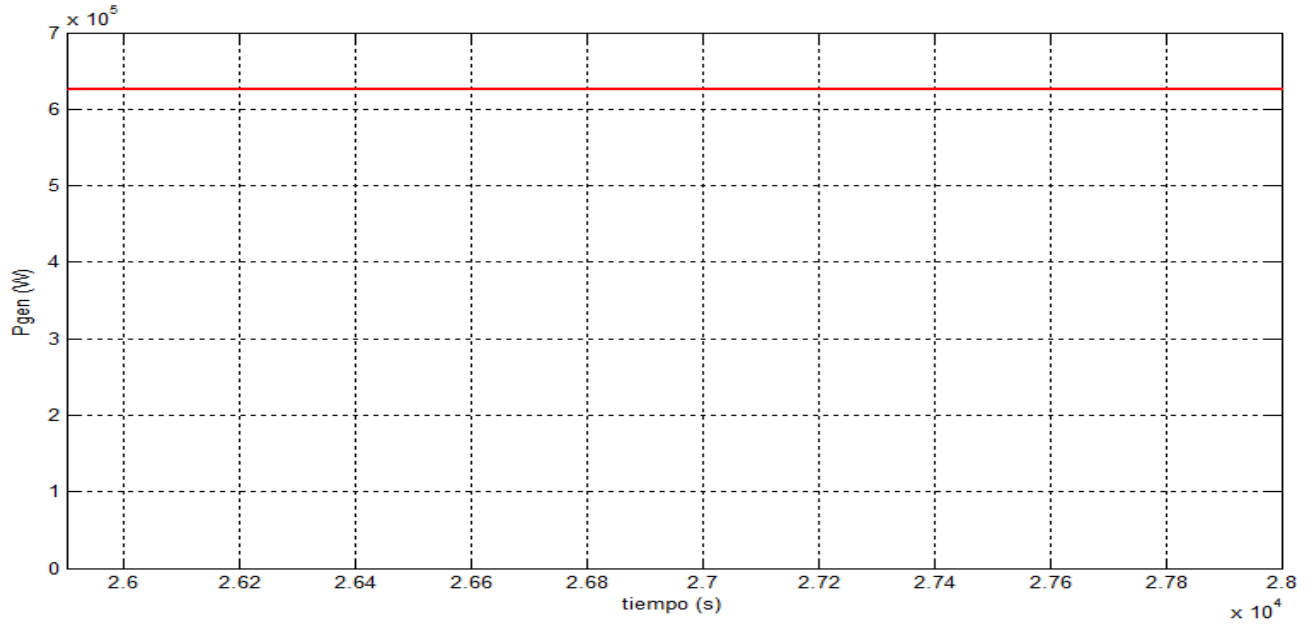


Figura 13.102: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 15$ m/s.

Ángulo de pitch

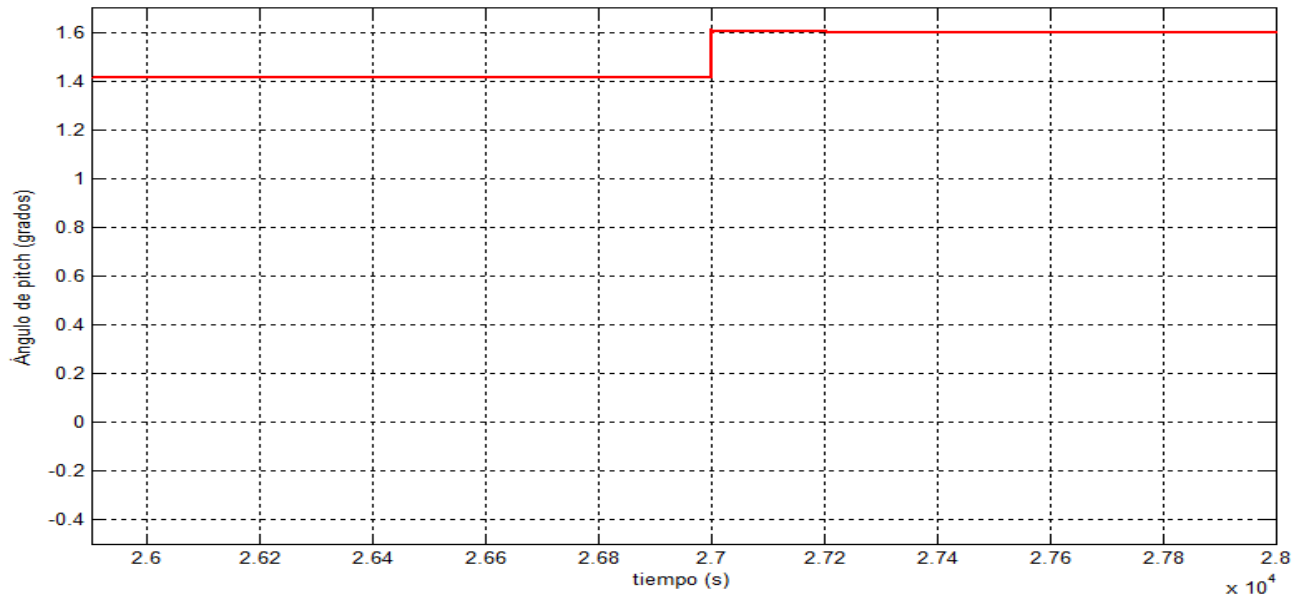


Figura 13.103: Ángulo de pitch en grados para $v = 15$ m/s

13.5.3. Magnitudes de interés para $v = 16 \text{ m/s}$

En este caso se aplicó un escalón de $v = 1 \text{ m/s}$ para observar el comportamiento de las variaciones de las magnitudes de interés. A continuación se muestran las figuras correspondientes a la velocidad angular del generador y turbina (fig. 13.104 y 13.105), par ejercido por el generador (fig. 13.106), corriente rotórica (13.107), potencia mecánica (13.108), potencia eléctrica rotórica (13.109), potencia eléctrica inyectada a la red (13.110) y ángulo de pitch o de paso de pala (fig. 13.111).

Velocidad angular del generador

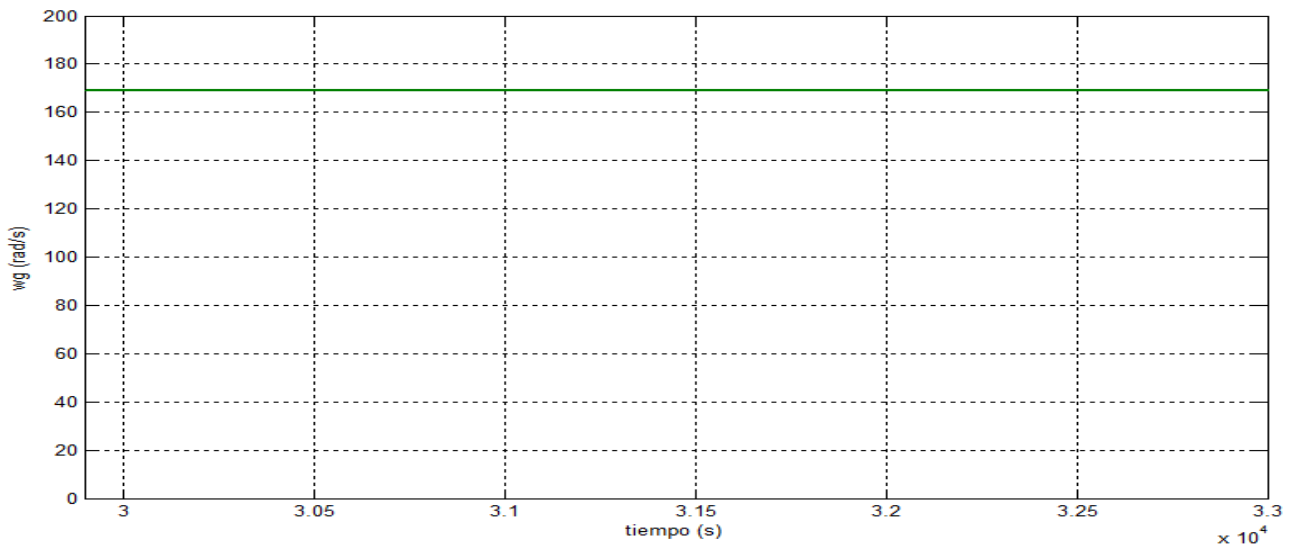


Figura 13.104: Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 16 \text{ m/s}$

Velocidad angular de la turbina

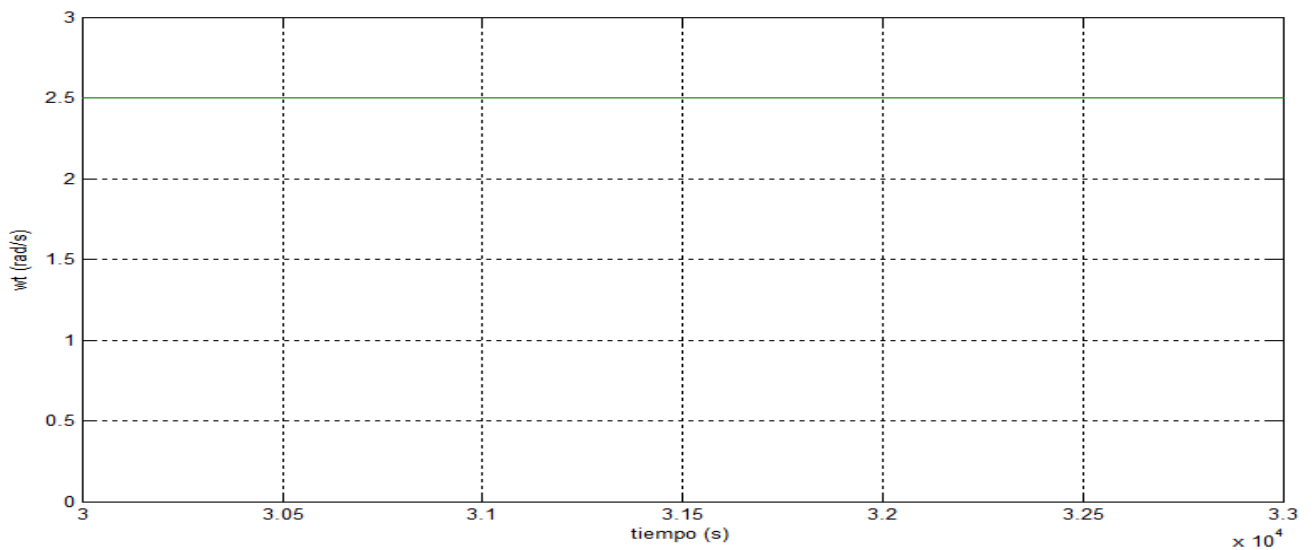


Figura 13.105: Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 16 \text{ m/s}$

Par del generador

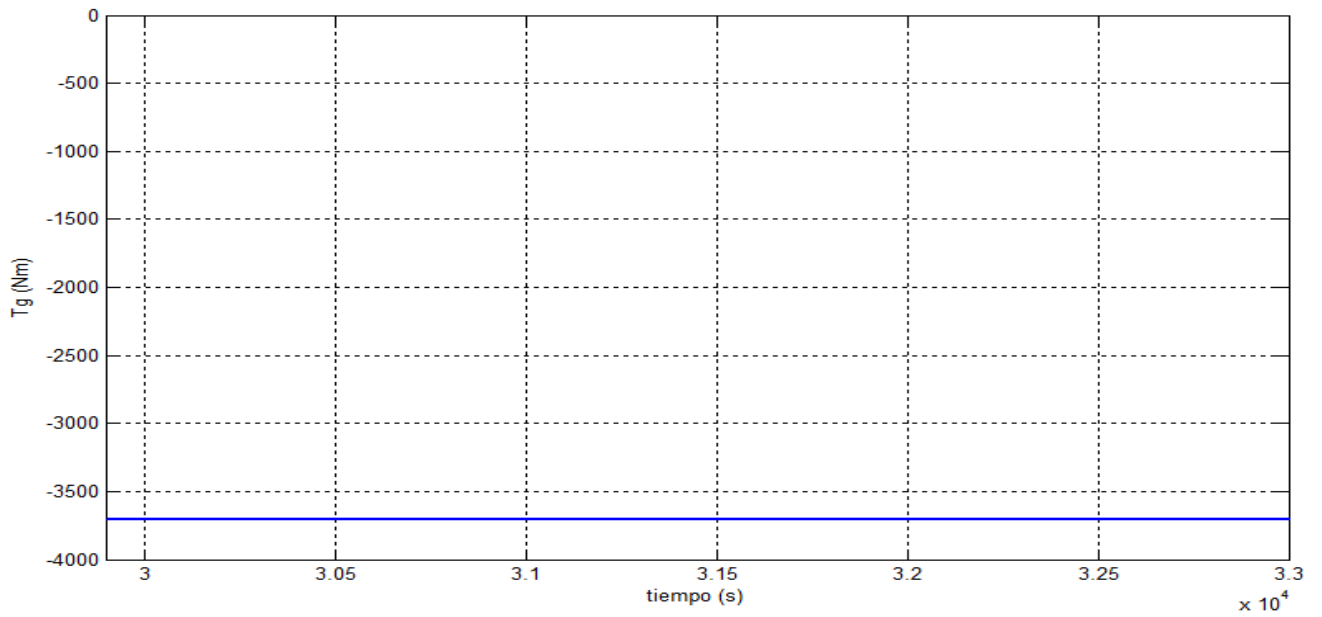


Figura 13.106: Par del generador en Nm para $v = 16$ m/s

Corriente del rotor

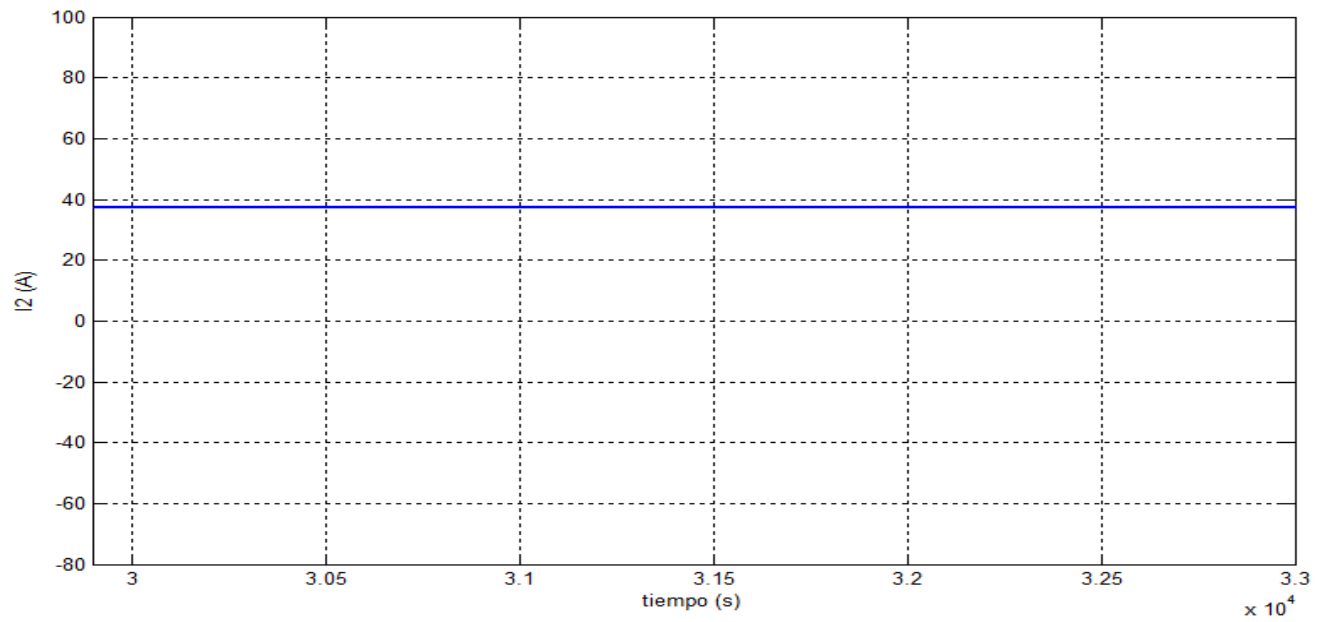


Figura 13.107: Corriente rotórica del generador I_2 (A).

Potencia mecánica

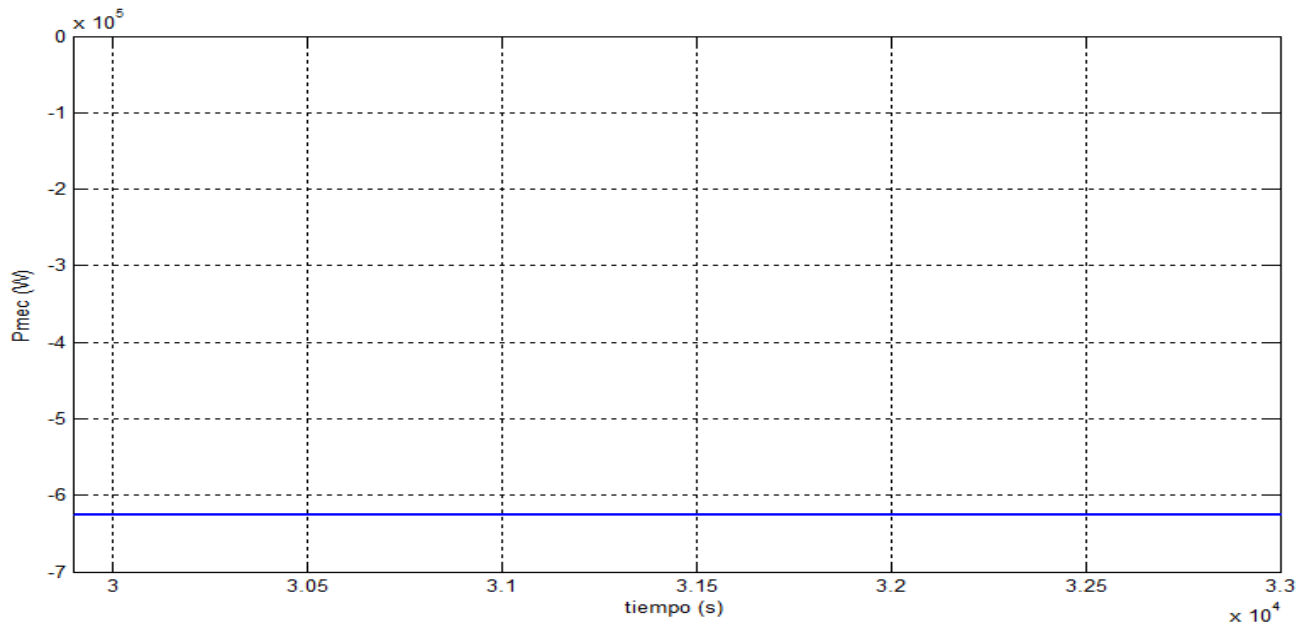


Figura 13.108: Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 16$ m/s

Potencia rotórica

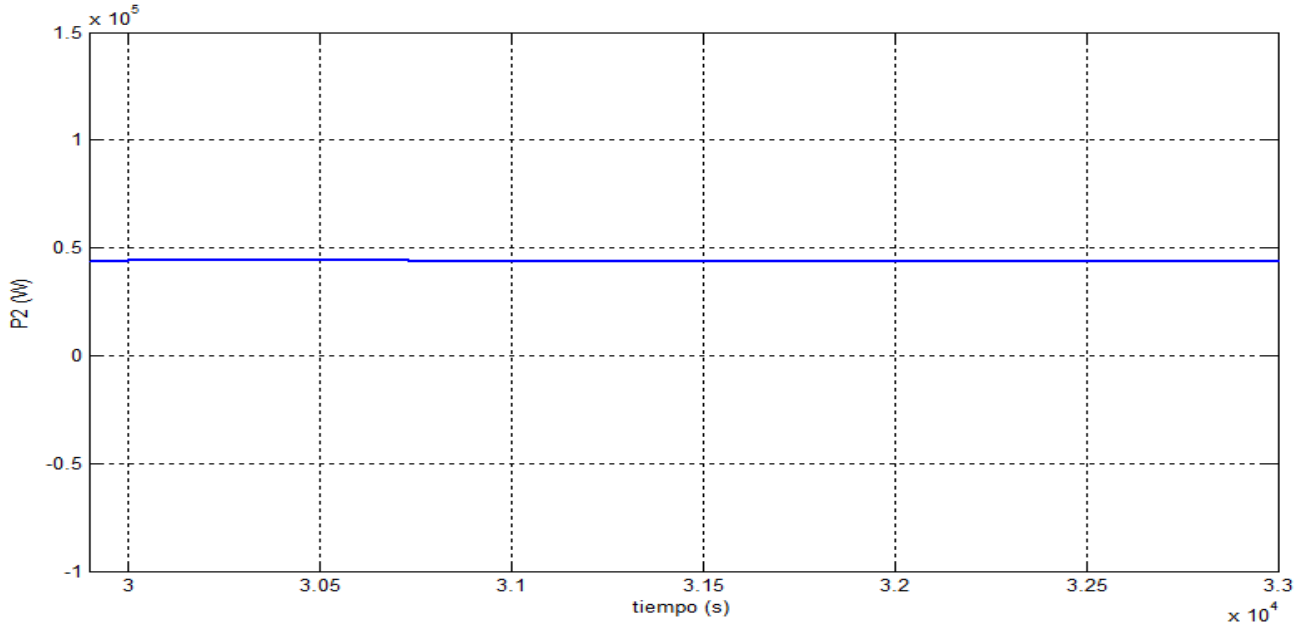


Figura 13.109: Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 16$ m/s

Potencia generada

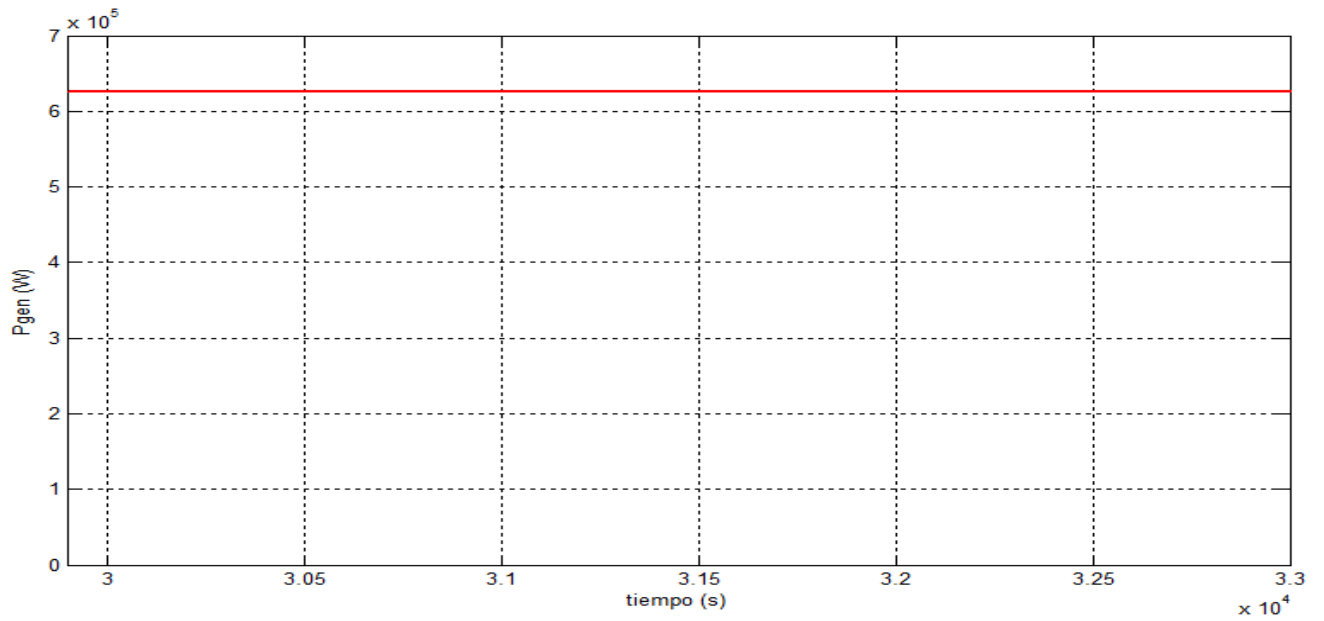


Figura 13.110: Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 16$ m/s.

Ángulo de pitch

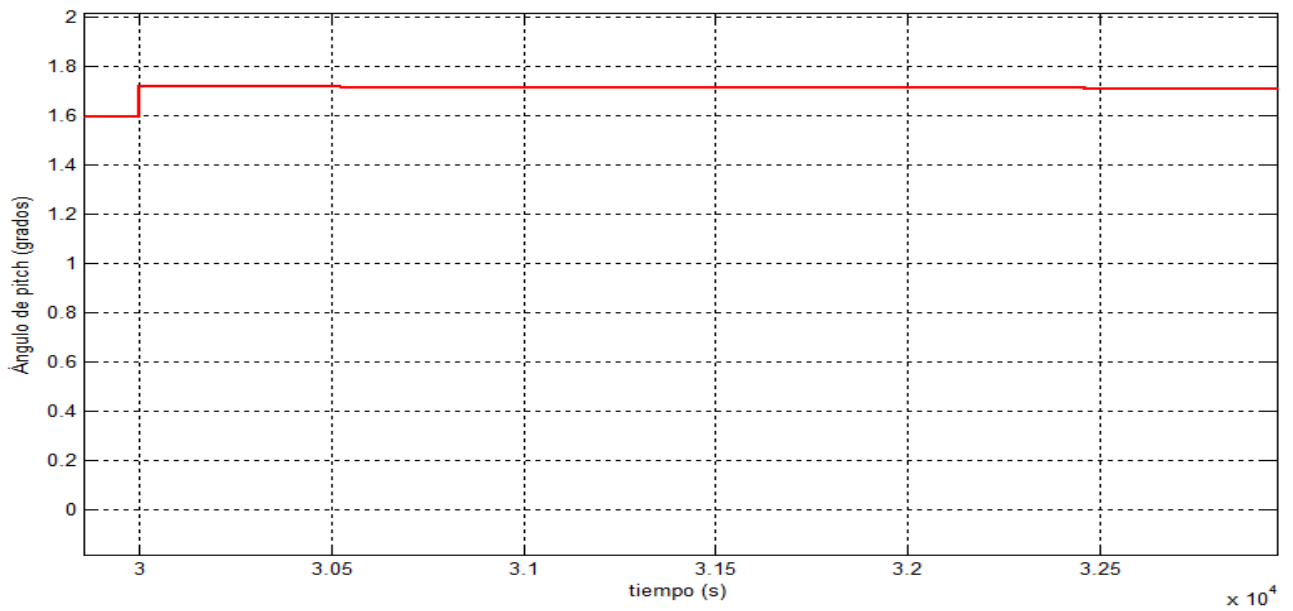


Figura 13.111: Ángulo de pitch en grados para $v = 16$ m/s

13.5.4. Comentarios sobre los resultados obtenidos

El sistema en velocidades altas también se comportó como era de esperarse. En primera instancia con la ayuda del control de pitch que hace entrar en pérdidas a las palas, se logra que tanto la velocidad angular del generador como la velocidad angular de la turbina se estabilicen en sus valores nominales, respetando la relación proporcional entre ambas. Pero en este caso también se establece el par de la turbina en su valor nominal, ya que la idea de este control es mantener el aerogenerador trabajando en sus valores nominales. Con respecto a las magnitudes eléctricas, se denota un leve aumento en la potencia rotórica, la cual es positiva, por lo tanto se vuelca este exceso de energía a la red por medio del circuito rotórico. Otra magnitud interesante de observar en este rango de velocidades, es el ángulo de pitch o de paso de pala, que fue aumentando su valor a medida que la velocidad de viento se incrementó como era de esperarse, debido a que se necesita que las palas del aerogenerador entren en pérdidas, tal como fue dicho anteriormente.

Con respecto a los valores del ángulo de pitch, a priori estos parecen ser bajos, cuestión que se puede atribuir a los coeficientes elegidos para el modelado del coeficiente de potencia de la turbina $C_p^{(1)}$ los cuales provocan ante una pequeña variación del ángulo β , se obtengan las variaciones necesarias en el par de la turbina, de manera de mantenerlo en su valor nominal. En resumen se obtiene el control del sistema buscado mediante variaciones muy pequeñas del ángulo β .

13.6. Resumen de resultados obtenidos

A continuación en el cuadro 13.6 se presentan los resultados obtenidos de las magnitudes de interés más importantes del sistema como lo son: velocidad angular de la turbina (ω_t), velocidad angular del generador (ω_g), par de la turbina (T_t), par del generador (T_g), potencia rotórica (P_2) y potencia mecánica (P_{mec}). Se evalúan estas magnitudes para distintas velocidades del viento, de manera de poder obtener los valores de dichas magnitudes y estudiar su comportamiento por ejemplo a partir de construir las curvas características del sistema que se presentarán en la siguiente sección.

$v(m/s)$	$\omega_t(rad/s)$	$\omega_g(rad/s)$	s	$T_t(Nm)$	$T_g(Nm)$	$P_2(W)$	$P_{mec}(W)$
4	1.23	83.15	0.4706	3.417×10^4	-506.35	-3.743×10^4	-42103
5	1.54	103.95	0.3382	5.334×10^4	-791.17	-4.203×10^4	-82242
6	1.85	124.74	0.2058	7.689×10^4	-1139.24	-3.685×10^4	-142109
7	2.15	145.54	0.0734	1.046×10^5	-1550.70	-1.791×10^4	-225689
8	2.46	166.32	-0.0588	1.367×10^5	-2025.40	1.871×10^4	-336865
9	2.50	168.90	-0.0752	1.884×10^5	-2732.95	3.236×10^4	-461595
10	2.50	168.90	-0.0752	2.296×10^5	-3402.25	4.028×10^4	-574640
11	2.50	168.90	-0.0752	2.500×10^5	-3703.70	4.390×10^4	-625555
12	2.50	168.90	-0.0752	2.500×10^5	-3703.70	4.390×10^4	-625555
13	2.50	168.90	-0.0752	2.500×10^5	-3703.70	4.390×10^4	-625555

Cuadro 13.1: Resultados obtenidos para las magnitudes de interés

⁽¹⁾ Ver Apéndice F

13.7. Curvas características del sistema

En la presente sección se presentan las curvas características del sistema a partir de los datos mostrados en el cuadro 13.6 de la sección anterior.

La fig. 13.112 muestra el comportamiento de la velocidad del generador en función de la velocidad del viento. A su vez en las fig. 13.114 y 13.113 se presentan el par de la turbina y el par del generador respectivamente, ambos en función de la velocidad del viento. Por último en la fig. 13.115 se presenta la curva de la potencia mecánica de la máquina⁽²⁾ también en función de la velocidad del viento. Cabe destacar que esta última curva es una curva muy importante ya que en la misma se puede observar la potencia eléctrica que se estará generando para cada velocidad de viento.

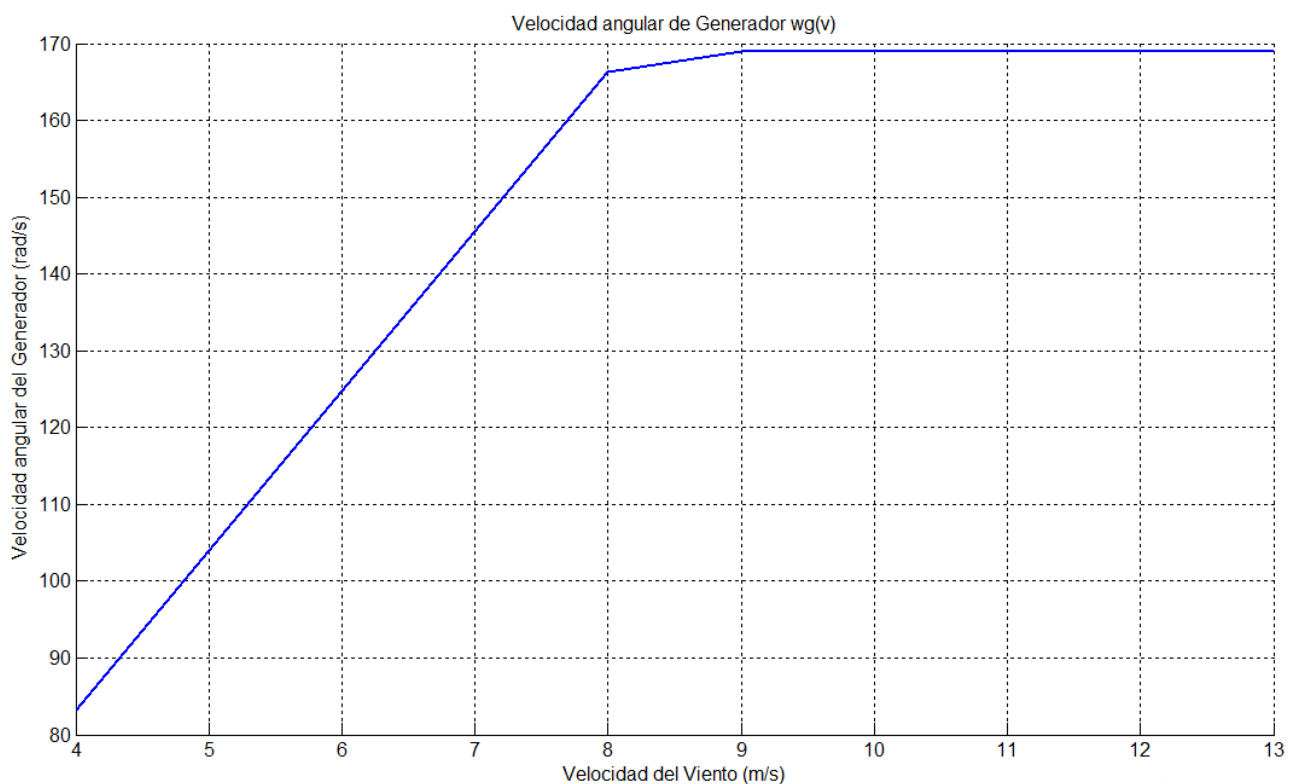


Figura 13.112: Curva característica de ω_g .

⁽²⁾Recordar que la potencia mecánica de la máquina es igual a la potencia eléctrica generada si se desprecian las pérdidas.

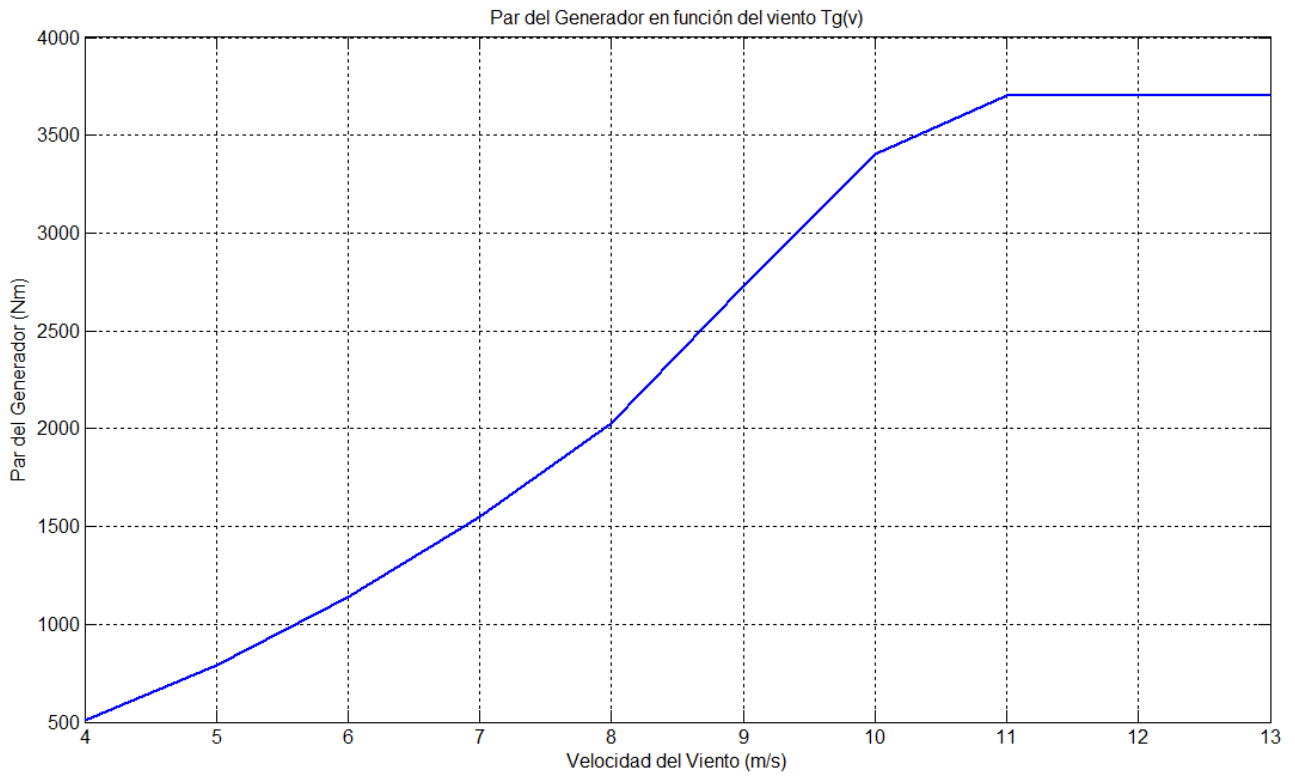


Figura 13.113: Curva característica de T_g .

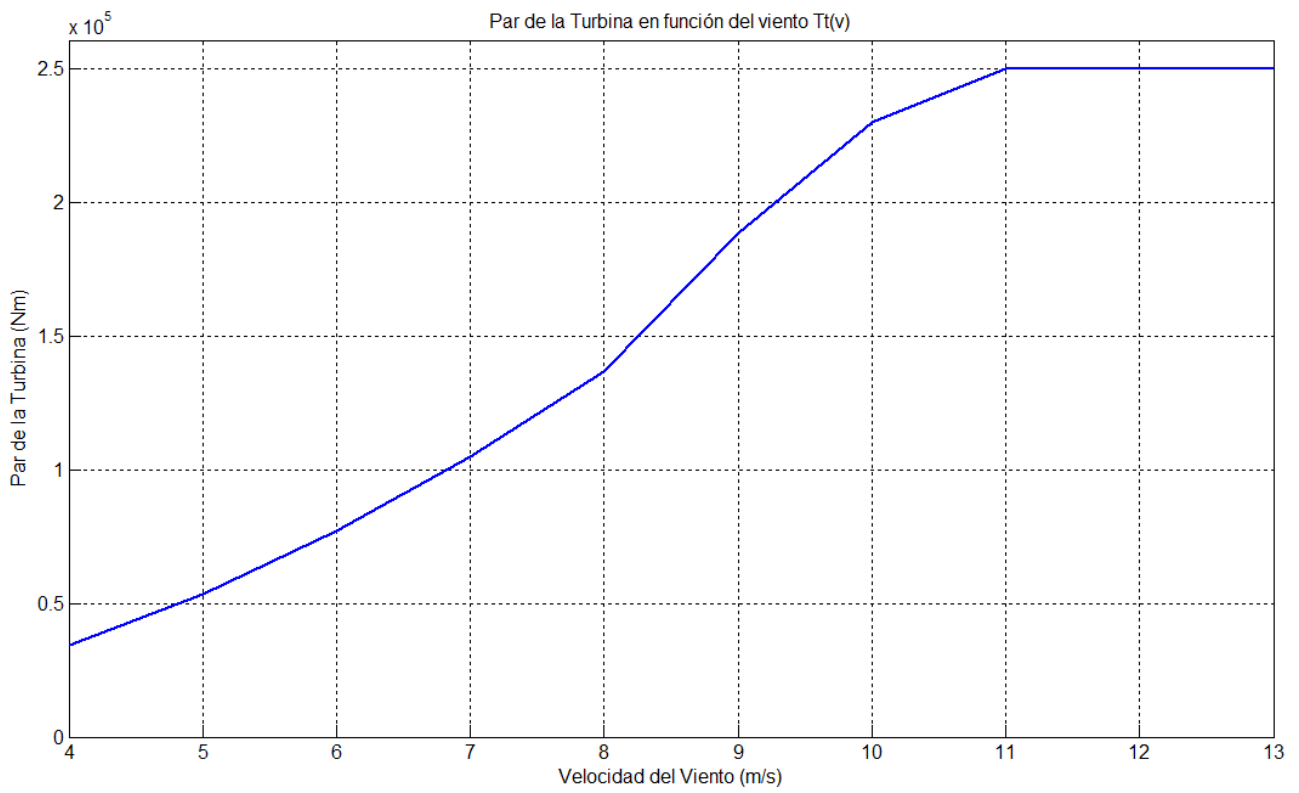


Figura 13.114: Curva característica de T_t .

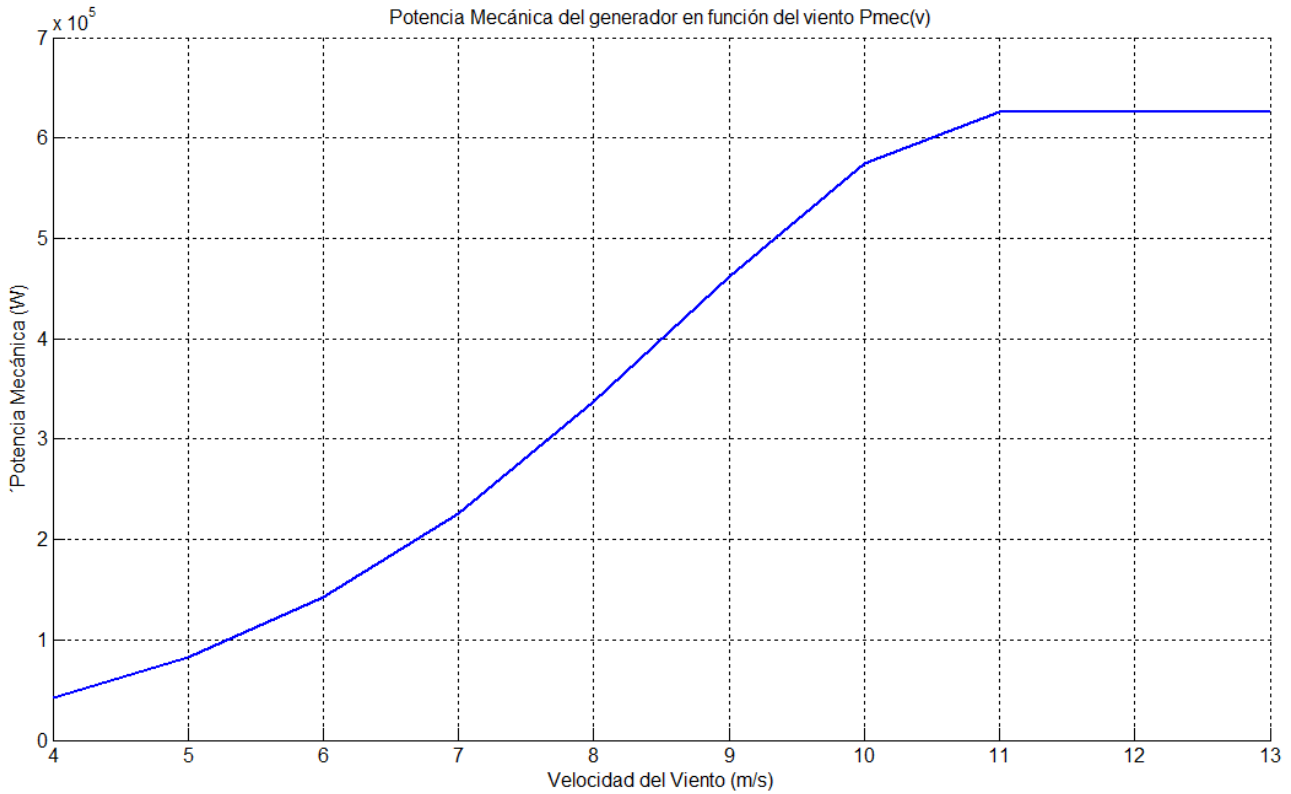


Figura 13.115: Curva característica de P_{mec} .

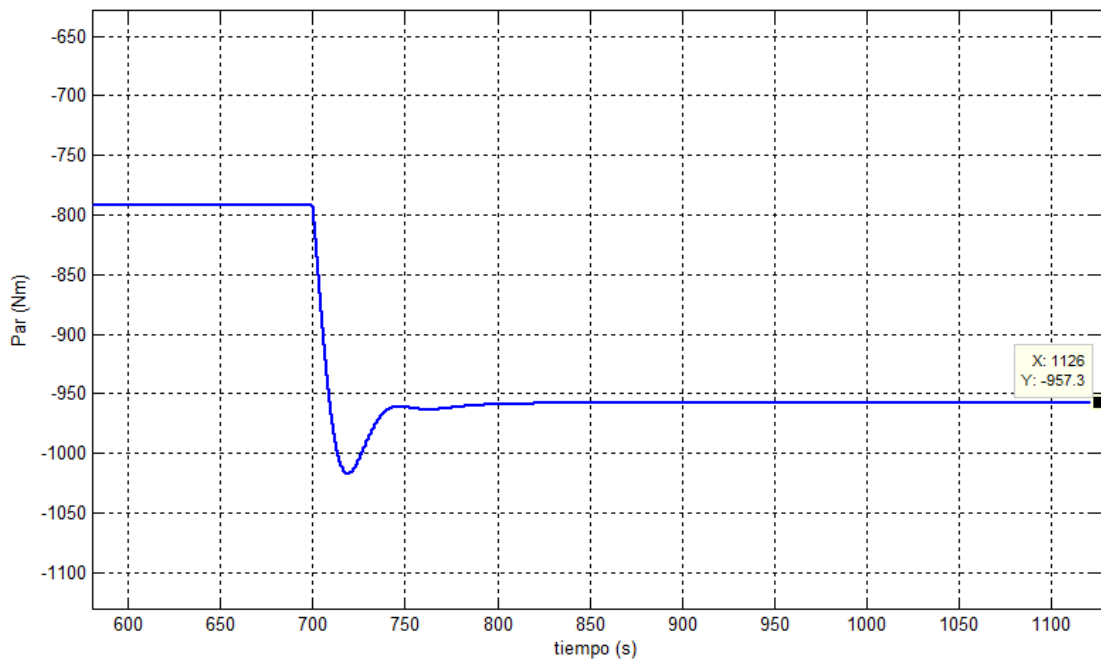
13.8. Estudio de la torsión en el eje

En el apéndice J se realiza un breve desarrollo teórico sobre la torsión en el eje, este es enfocado para un eje de sección circular, ya que el eje de transmisión de un aerogenerador tiene esa geometría. Este desarrollo arroja como resultado primordial que el ángulo de torsión en lineal respecto al torque aplicado en el eje en cuestión, esta relación esta dada por 13.1.

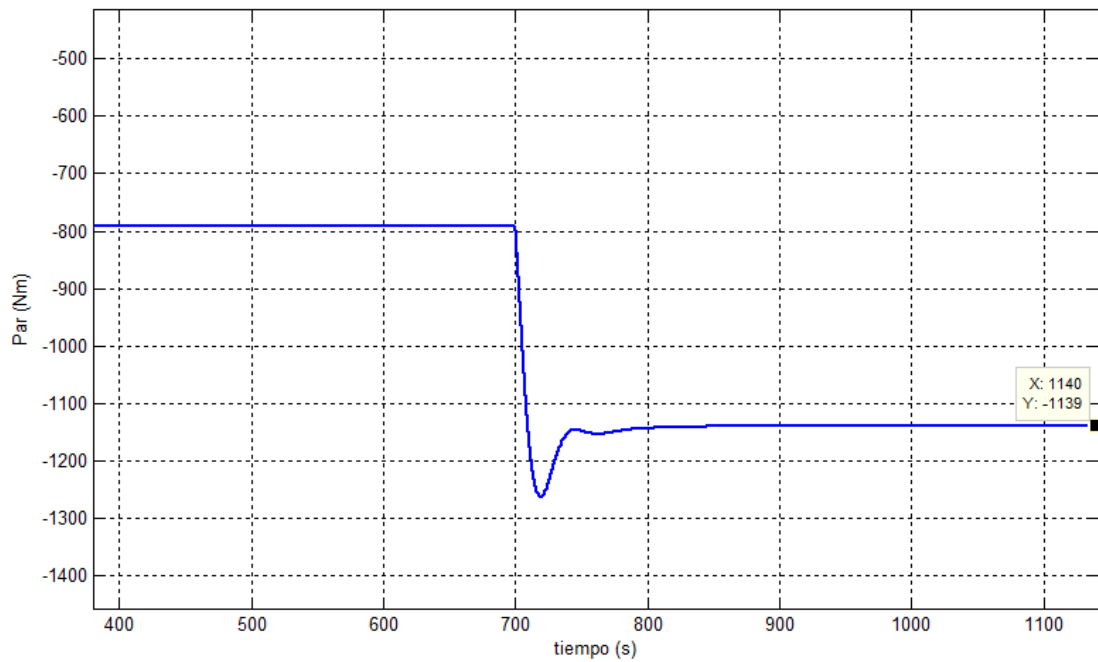
$$\theta = \frac{TL}{GJ} \tag{13.1}$$

A efectos de comprobar esta relación entre el torque y el ángulo, se realizaron diversas simulaciones con el fin de mostrar la linealidad entre ambas magnitudes. A continuación se presentan a modo de ejemplo algunas simulaciones para observar esta relación.

Funcionando a $v = 5 \text{ m/s}$

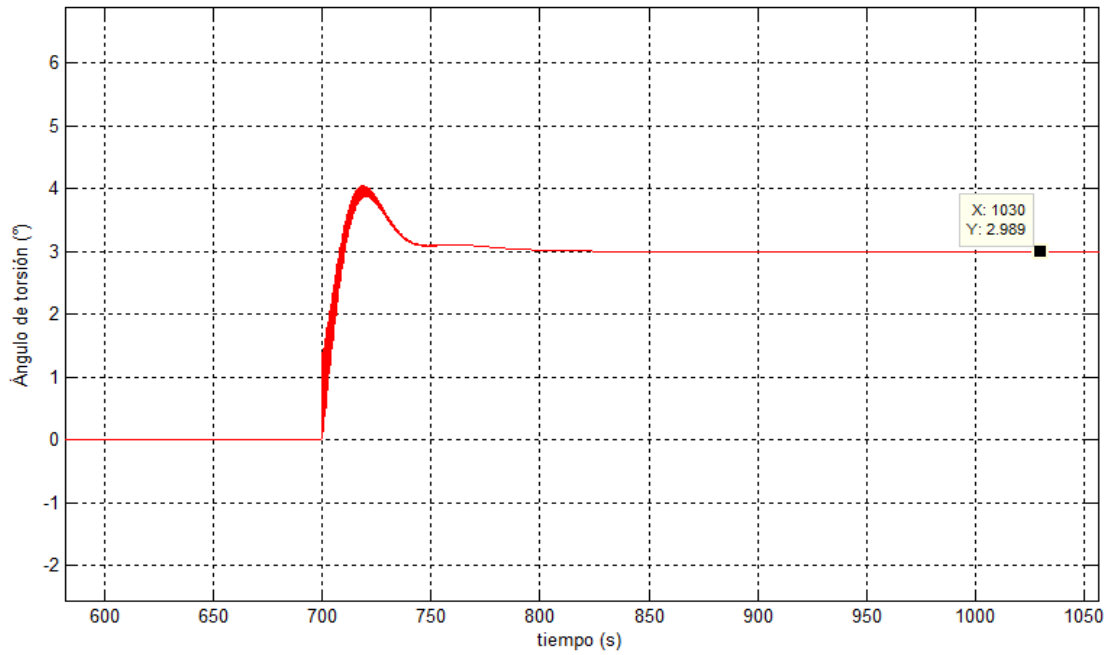


(a) Torque ante escalón de amplitud $v = 0.5 \text{ m/s}$

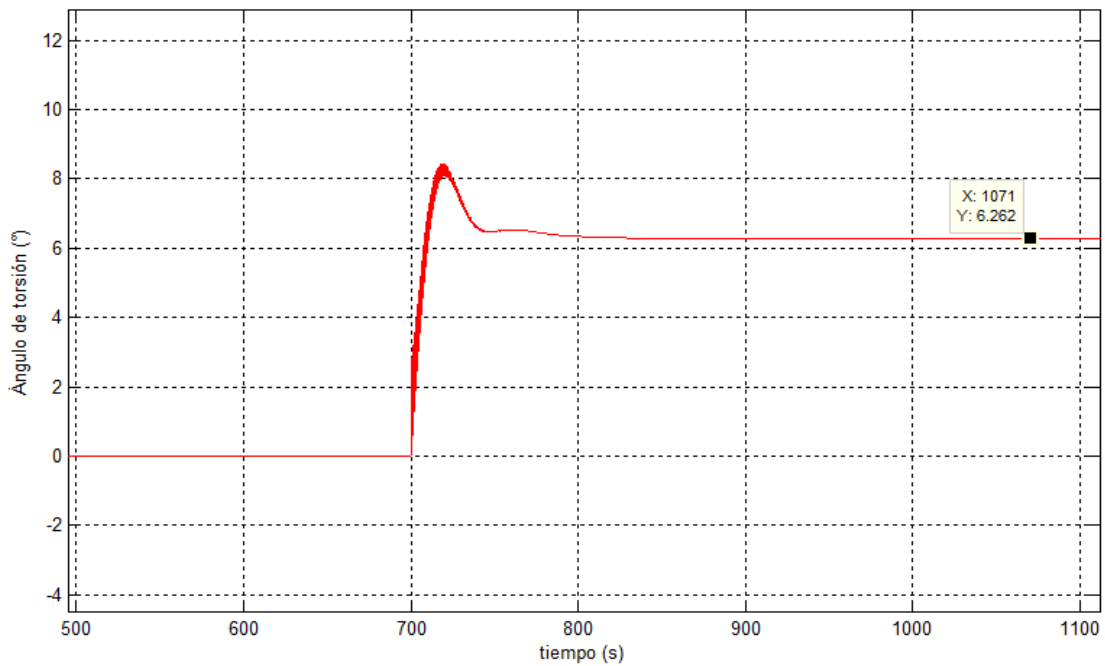


(b) Torque ante escalón de amplitud $v = 1 \text{ m/s}$

Figura 13.116: Simulaciones de Par para $v = 5 \text{ m/s}$.



(a) Ángulo de torsión ante escalón de amplitud $v = 0.5 \text{ m/s}$

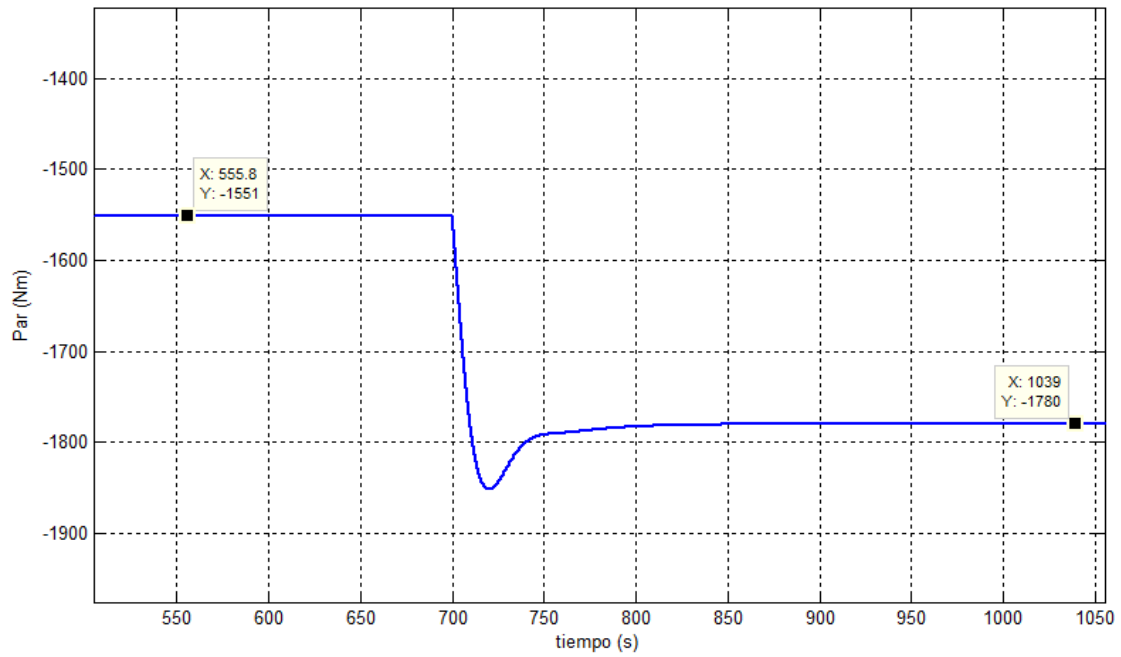


(b) Ángulo de torsión ante escalón de amplitud $v = 1 \text{ m/s}$

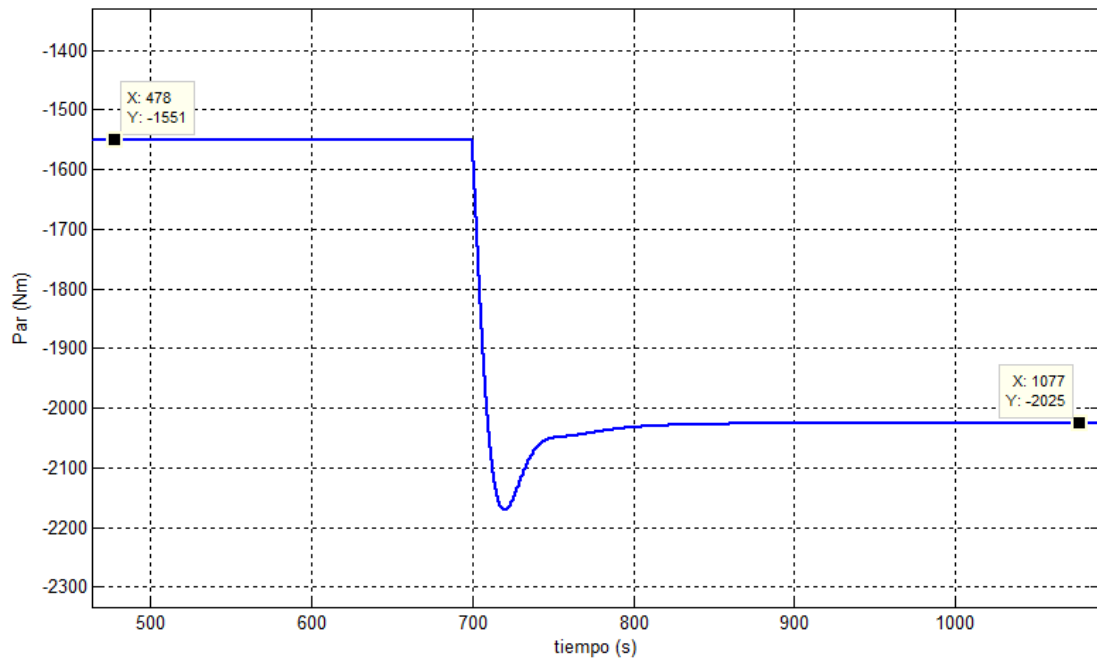
Figura 13.117: Simulaciones del ángulo de torsión para $v = 5 \text{ m/s}$.

Como se puede apreciar claramente en la fig. 13.116 (a), (b), el sistema ante un escalón de amplitud $v = 0.5 \text{ m/s}$ responde con una variación en el par inducido en el eje del generador de 166 Nm en valor absoluto. Pero el sistema ante un escalón de una amplitud de $v = 1 \text{ m/s}$ responde con una variación en el par inducido en el eje del generador de 348 Nm . En segunda instancia en la fig. 13.117 (a), (b), se aprecia que el ángulo de torsión ante un escalón de $v = 0.5 \text{ m/s}$ es de 3° aproximadamente, pero para un escalón del doble de amplitud, el mismo es de $6,3^\circ$.

Funcionando a $v = 7 \text{ m/s}$

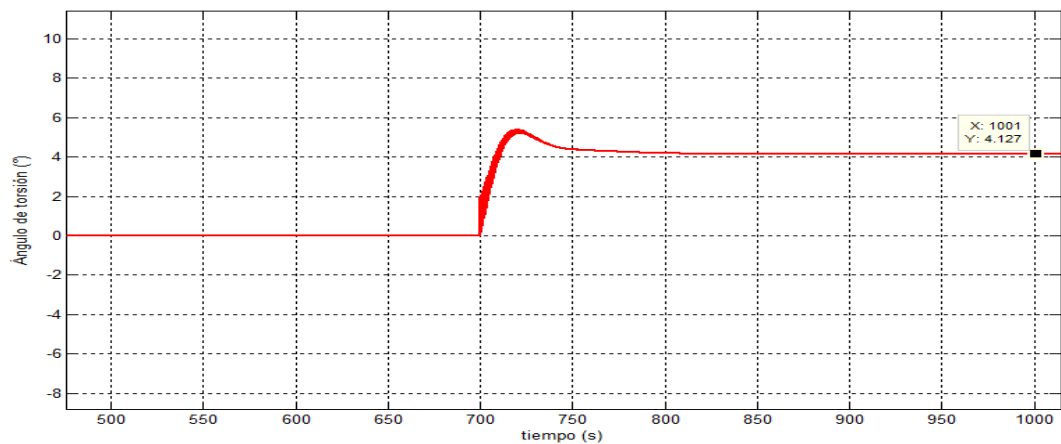


(a) Torque ante escalón de amplitud $v = 0.5 \text{ m/s}$

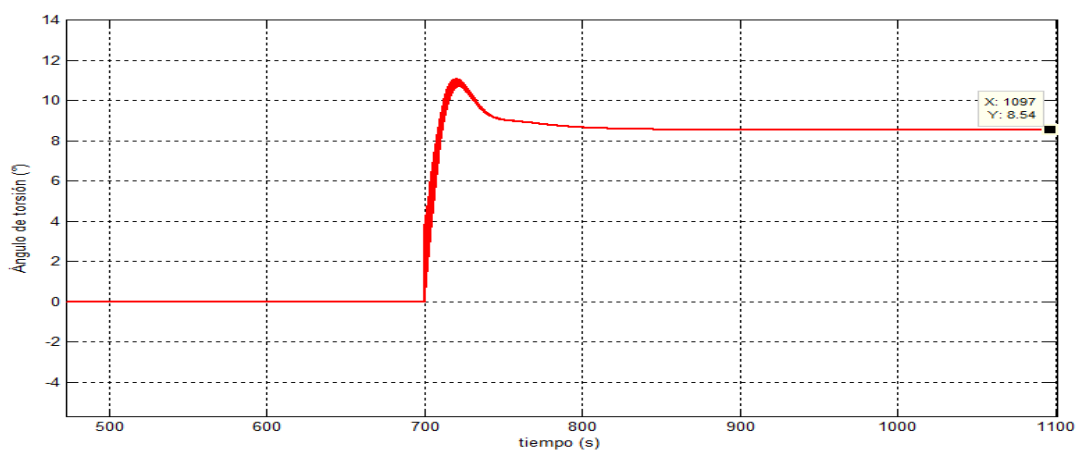


(b) Torque ante escalón de amplitud $v = 1 \text{ m/s}$

Figura 13.118: Simulaciones de Par para $v = 7 \text{ m/s}$.



(a) Ángulo de torsión ante escalón de amplitud $v = 0.5 \text{ m/s}$



(b) Ángulo de torsión ante escalón de amplitud $v = 1 \text{ m/s}$

Figura 13.119: Simulaciones del ángulo de torsión para $v = 7 \text{ m/s}$.

Análogamente al estudio anterior se puede apreciar en la fig. 13.118 (a), (b), el sistema ante un escalón de amplitud $v = 0.5 \text{ m/s}$ responde con una variación en el par inducido en el eje del generador de 229 Nm en valor absoluto. Pero el sistema ante un escalón de una amplitud de $v = 1 \text{ m/s}$ responde con una variación en el par inducido en el eje del generador de 474 Nm . En segunda instancia en la fig. 13.119 (a), (b), se aprecia que el ángulo de torsión ante un escalón de $v = 0.5 \text{ m/s}$ es de $4,1^\circ$ aproximadamente, pero para un escalón del doble de amplitud, el mismo es de $8,5^\circ$.

En ambos estudios se obtuvo la relación:

$$\frac{Par_{esc \ 1 \frac{m}{s}}}{Par_{esc \ 0,5 \frac{m}{s}}} = \frac{Angulo_{esc \ 1 \frac{m}{s}}}{Angulo_{esc \ 0,5 \frac{m}{s}}} \simeq 2,1$$

Esta relación determinada deja en evidencia la concordancia de los resultados obtenidos en la simulaciones realizadas con el simulador frente a la teoría desarrollada en el apéndice J.

13.9. Respuesta del sistema frente a huecos de tensión

Una de las desventajas que presentan los generadores DFIG es su sensibilidad frente a las perturbaciones de la red. En esta sección se analizará el efecto de las caídas de tensión en la red y cómo estas afectan al generador. En particular se estudiará uno de los métodos utilizados para proteger al generador de las consecuencias de estas caídas de tensión. El método que se estudiará es el que utiliza los denominados *Crowbar*.

13.9.1. Modelo de Crowbar

Las faltas en la red, incluso las lejanas al generador, pueden provocar caídas de tensión en el punto de conexión del generador a la red. Dado que el sistema de control de estos generadores se basa en un intercambio de potencia en el rotor de la máquina, el efecto de una caída de tensión es un aumento en la corriente manejada por el rotor. Estas elevadas corrientes pueden producir daños que fuerzan la desconexión de la máquina. Una posible solución para evitar estas sobre-corrientes en el inversor y en el rotor es mediante el uso de un *Crowbar*, esto permite dar un camino para la corriente ya que el modelo utilizado consiste en el agregado de una pequeña resistencia en paralelo al convertidor, tal como muestra la fig. 13.120. Cabe aclarar que se pone una resistencia pequeña a diferencia de un cortocircuito, porque de esta manera se obtendría una corriente infinita. En esta sección se mostrarán algunos de los resultados obtenidos ante un hueco de tensión para el sistema simulado.

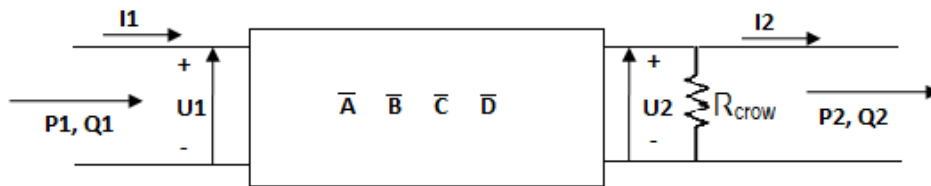


Figura 13.120: Locación del Crowbar con respecto al modelo del cuadripolo.

Teniendo en cuenta el modelo de la fig. 13.120, en el momento que aparece un hueco de tensión se utilizará un nuevo modelo del cuadripolo que contemple este cambio en la topología. Utilizando las fórmulas para hallar los nuevos parámetros del cuadripolo dados en [25], se puede observar que las únicas constantes que cambian con respecto al cuadripolo original son A y C.

Constante \bar{A} :

$$\bar{A} = \frac{(R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2) + j(R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s})}{j X_m R_{crow}} + \frac{R_1 + j(X_1 + X_m)}{j X_m}$$

Operando se tiene:

$$\bar{A} = \frac{(R_{crow} R_1 + R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2) + j(R_{crow}(X_m + X_1) + R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s})}{j X_m R_{crow}}$$

Realizando la representación en módulo y fase se obtiene:

$$|\bar{A}| = \frac{\sqrt{\left(R_{crow}(X_m + X_1) + R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s}\right)^2 + \left(R_{crow} R_1 + R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2\right)^2}}{X_m R_{crow}} \quad (13.2)$$

$$\alpha = \angle \bar{A} = \arctan \left(\frac{R_{crow}(X_m + X_1) + R_1 X_m + R_1 X_2 + X_1 \frac{R_2}{s} + X_m \frac{R_2}{s}}{R_{crow} R_1 + R_1 \frac{R_2}{s} - X_1 X_2 - X_1 X_m - X_m X_2} \right) - \frac{\pi}{2} \quad (13.3)$$

Constante \bar{C} :

$$\bar{C} = \frac{1}{j X_m} + \frac{\frac{R_2}{s} + j(X_2 + X_m)}{j X_m R_{crow}}$$

Operando se tiene:

$$\bar{C} = \frac{(R_{crow} + \frac{R_2}{s}) + j(X_2 + X_m)}{j X_m R_{crow}}$$

$$|\bar{C}| = \frac{\sqrt{\left(R_{crow} + \frac{R_2}{s}\right)^2 + (X_2 + X_m)^2}}{X_m R_{crow}} \quad (13.4)$$

$$\gamma = \angle \bar{C} = \arctan \left(\frac{X_2 + X_m}{R_{crow} + \frac{R_2}{s}} \right) - \frac{\pi}{2} \quad (13.5)$$

13.9.2. Resultados obtenidos

La tensión en régimen N del sistema (en bornes del generador) es de 690 V. Se evaluará la respuesta del mismo frente a un hueco de tensión que hace que la misma quede en 220 V de amplitud y de duración $\tau = 100 \text{ ms}$, tal como se muestra en la fig. 13.121.

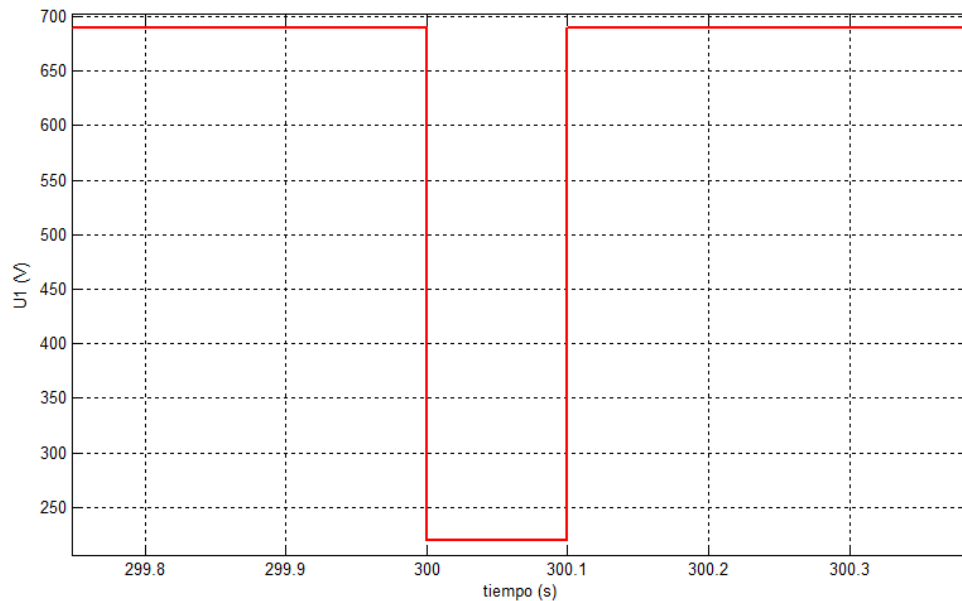


Figura 13.121: Hueco en tensión U_1 de 100 ms de duración.

Las variables de interés en esta parte serán:

- Tensión en bornes del generador (U_1)
- Corriente rotórica (I_2)
- Par ejercido por el generador (Tg)
- Velocidad angular de la turbina (ωt)
- Potencia generada (P_{mec})

Se estudiará el comportamiento del sistema sin utilizar el Crowbar sacando a su vez la limitación de corriente, y por otro lado utilizando el mismo para dejar de manifiesto la necesidad de su uso en este caso. Este estudio se realizó manteniendo la velocidad del viento a la entrada constante en 6 m/s.

Sin limitar la corriente rotórica, sin utilizar crowbar

En este caso, se observará que si bien la corriente rotórica de la máquina se dispara, al no limitarla el par, la velocidad y la potencia generada no se ven afectadas. De cualquier manera dado que es inadmisibles dicho valor de corriente, habrá que tomar alguna acción sobre el sistema.

Corriente rotórica

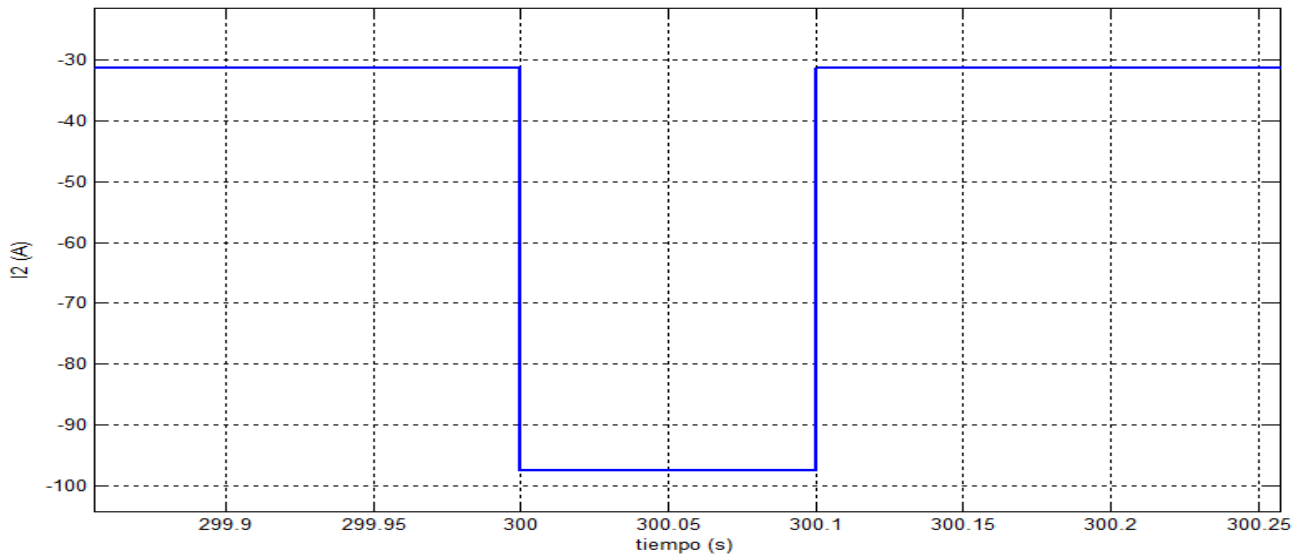


Figura 13.122: Corriente rotórica sin limitar ni utilizar crowbar

Par del generador

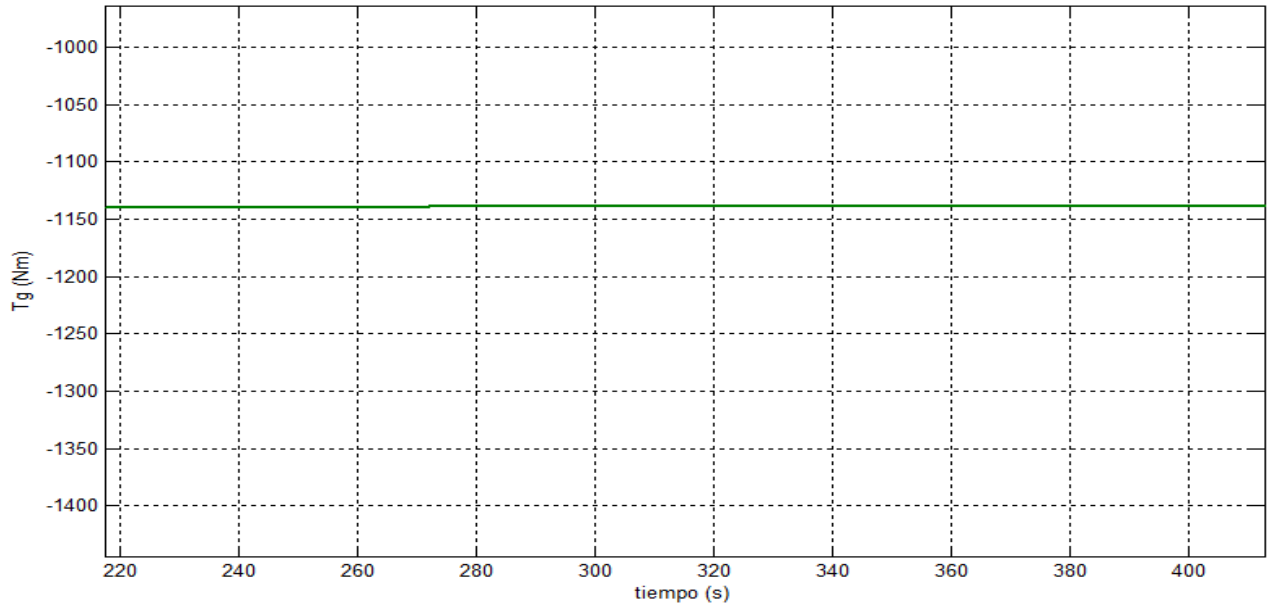


Figura 13.123: Par ejercido por el generador

Velocidad angular de la turbina

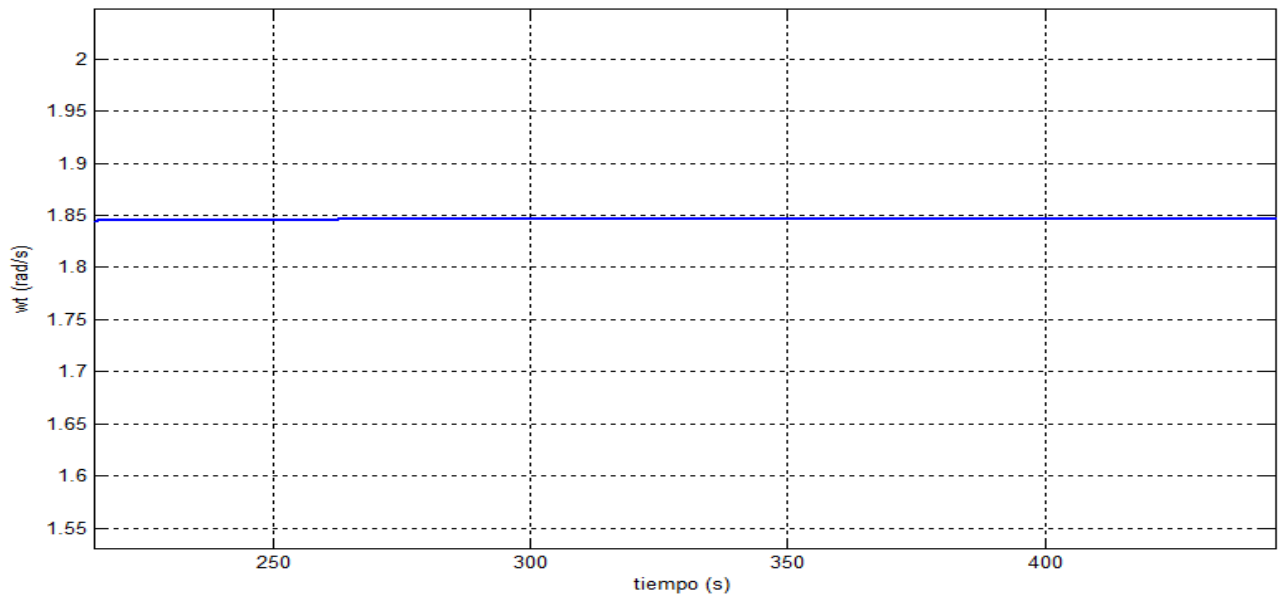


Figura 13.124: Velocidad angular de la turbina

Potencia mecánica generada

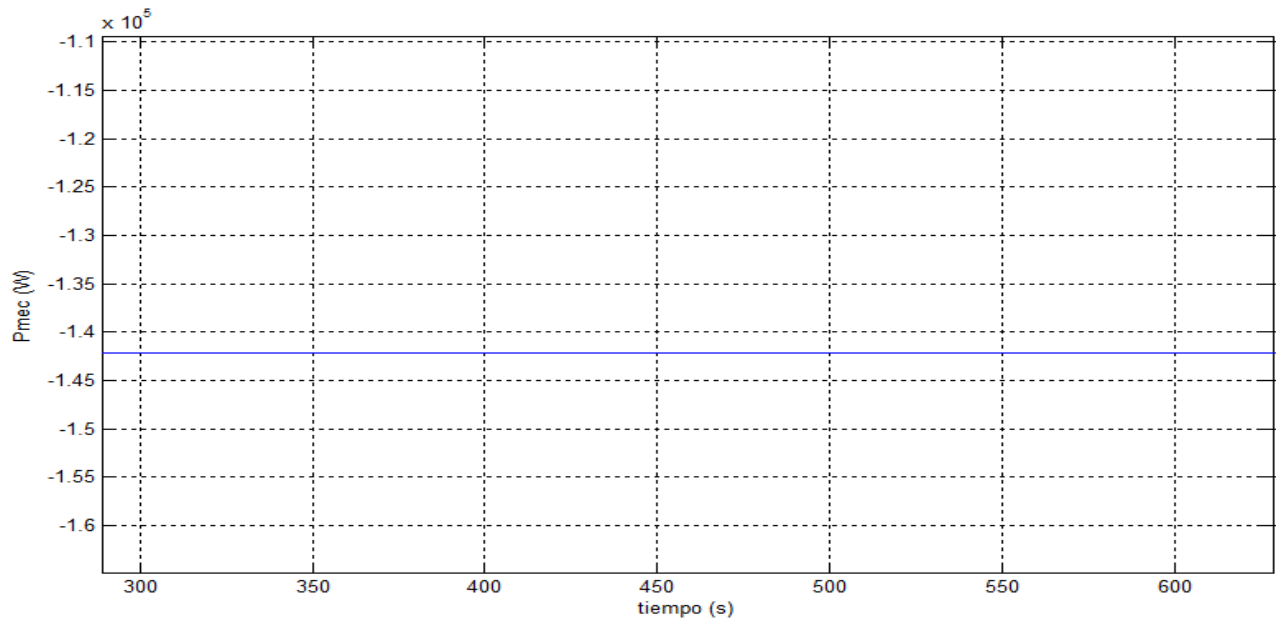


Figura 13.125: Potencia mecánica generada

En la fig. 13.122 se puede observar cómo se dispara la corriente en el momento que llega el hueco. A su vez, en las fig. 13.123 y 13.124 queda de manifiesto que la velocidad angular y el par del generador (y por consiguiente la potencia mecánica generada, fig. 13.125) se mantienen constantes.

Utilizando Crowbar

A continuación se procede a utilizar el mecanismo denominado Crowbar al momento de la aparición del hueco. En el simulador desarrollado, esto fue implementado utilizando una bandera en el momento que se presenta el hueco de tensión que hiciera que se recalculasen los nuevos parámetros del cuadripolo tal como se indicó anteriormente. El valor de resistencia de Crowbar utilizado fue $R_{CROW} = 85m\Omega$.

Corriente rotórica

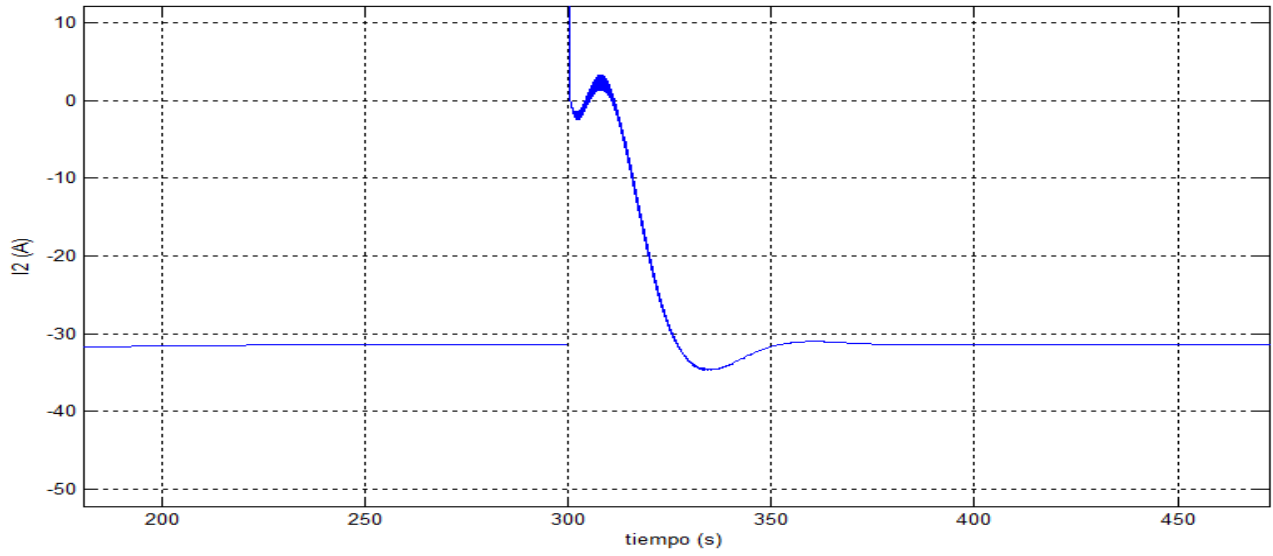


Figura 13.126: Corriente rotórica utilizando Crowbar

Corriente rotórica (zoom)

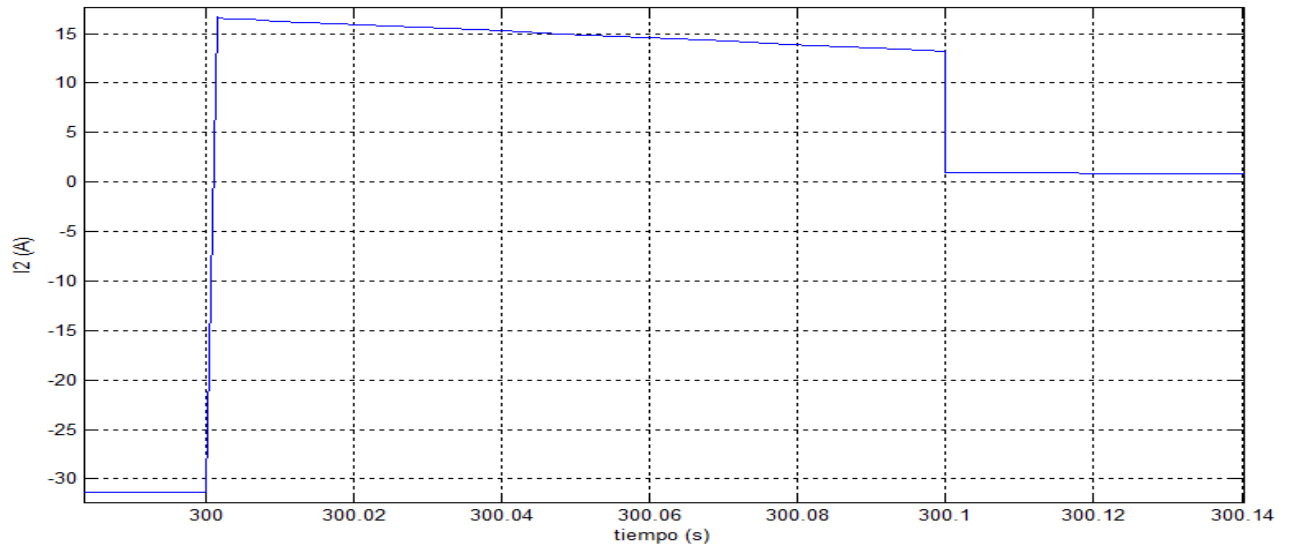


Figura 13.127: Corriente rotórica utilizando Crowbar (zoom)

Par del generador

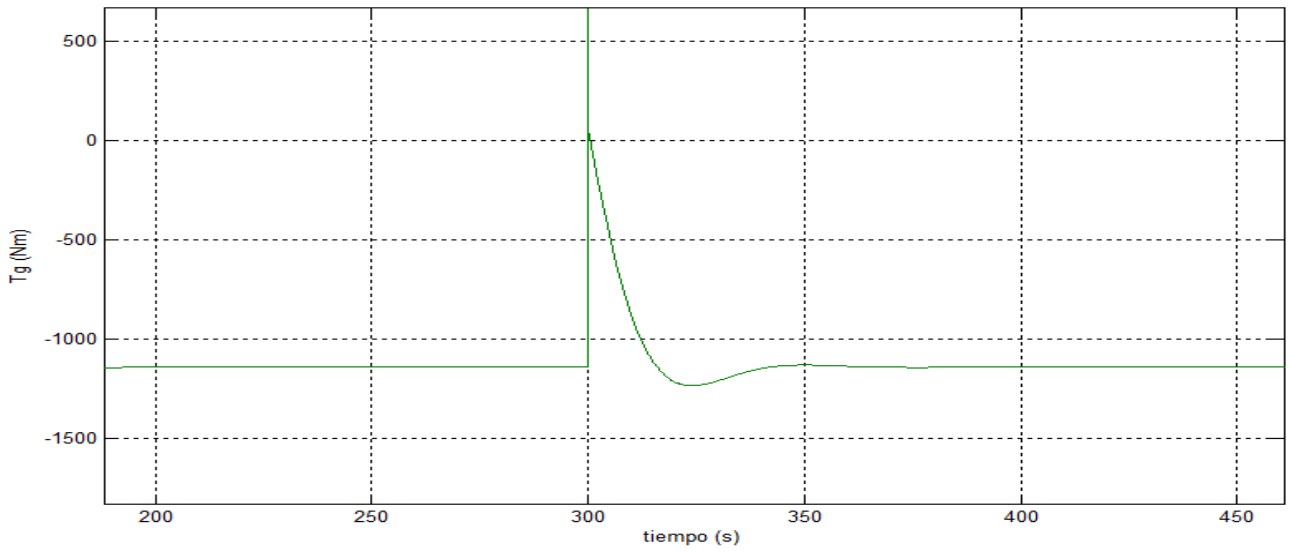


Figura 13.128: Par ejercido por el generador

Velocidad angular de la turbina

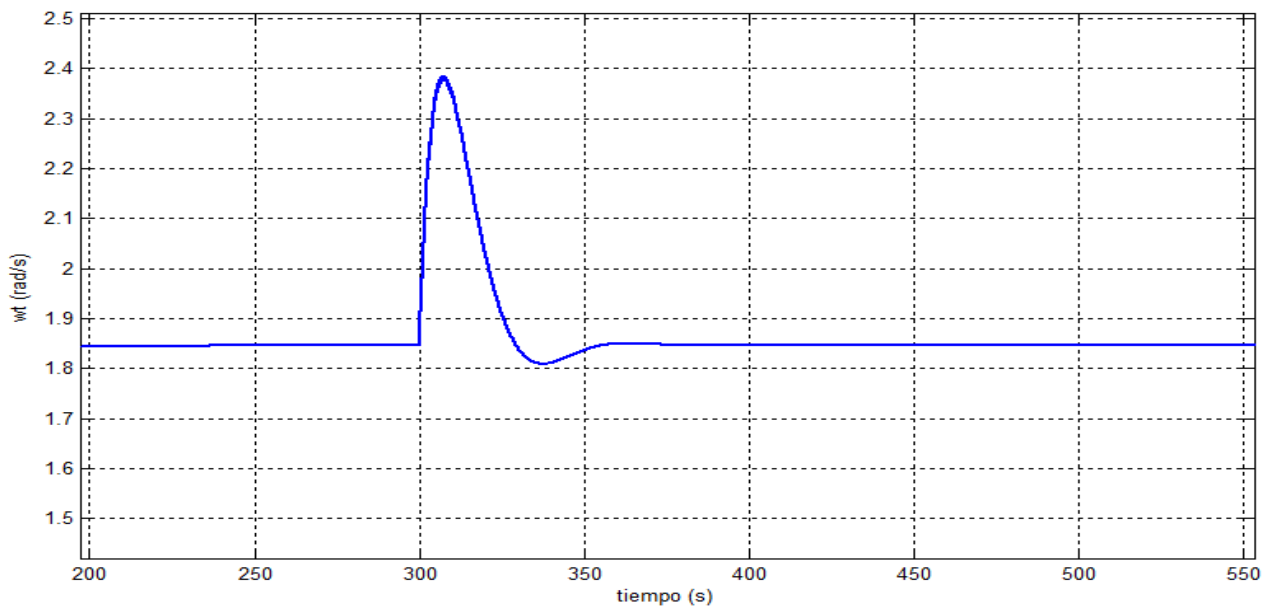


Figura 13.129: Velocidad angular de la turbina

Potencia mecánica generada

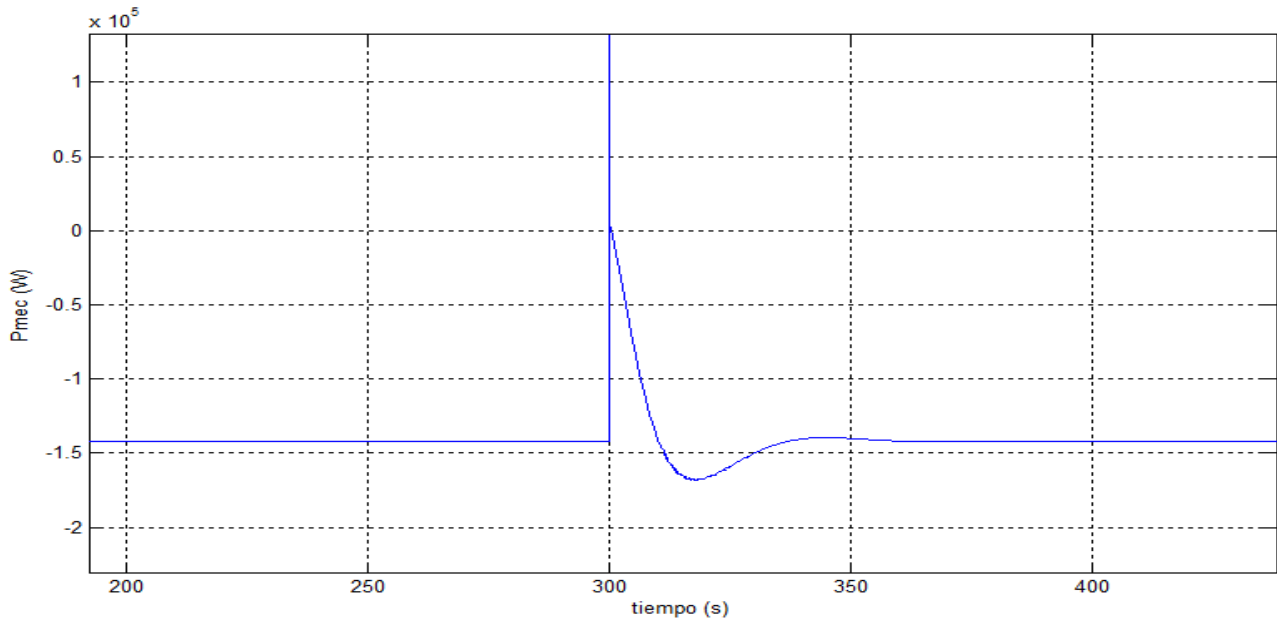


Figura 13.130: Potencia mecánica generada

En este caso se observa claramente el cambio en la corriente al momento que llega el hueco, la misma no se dispara al punto que lo hacía en el caso de que no se tomaba ninguna acción al respecto. En la fig. 13.127 se observa que la corriente llega a aproximadamente 15A en el momento del hueco, estabilizandose posteriormente al valor correspondiente a funcionamiento normal. Este valor se encuentra por debajo de la limitación de corriente impuesta por lo que el sistema responde de manera normal luego del tiempo de estabilización. Por otra parte se aprecia que durante el hueco la corriente que maneja el inversor cambia su sentido. Con respecto a la velocidad, queda de manifiesto la presencia de un sobretiro en la misma a partir del momento en que aparece el hueco de tensión. De esta manera la máquina *sobrevive* a la variación de tensión impuesta por la red.

13.9.3. Comentarios sobre los resultados obtenidos

Se constató que el sistema responde tal como era de esperarse en ambas situaciones simuladas, a la hora de aplicar un hueco de tensión a la entrada. El uso del Crowbar permitió que la corriente se ubicara por debajo de la limitación impuesta, tal como se había pronosticado. Lo que a priori no se sabía si iba a ocurrir, era el hecho de que el sistema se tornara inestable al modificar ciertos parámetros del mismo, implicando un cambio necesario en el controlador para poder lograr la estabilidad deseada. Afortunadamente eso no sucedió.

13.10. Conclusiones

En este capítulo se realizaron un conjunto de simulaciones que permiten observar el comportamiento del sistema en diversas situaciones de funcionamiento. En particular se realizaron cinco grandes conjuntos de pruebas, estas son: respuesta del sistema ante una entrada

escalonada de viento, estudio de las magnitudes específicamente en velocidades bajas, intermedias y altas, resumen de los resultados junto con las curvas que caracterizan al aerogenerador, efecto de torsión en el eje del generador y por último se estudio como responde el sistema frente a huecos de tensión. Los comentarios particulares sobre los resultados obtenidos fueron realizados en cada una de las correspondientes secciones.

Capítulo 14

Pruebas con Entradas de Viento Real

14.1. Introducción

Evidentemente el sistema estudiado y los modelos de controladores y estrategias de control diseñadas a lo largo del presente trabajo están fuertemente ligados al viento, ya que lo que se busca es poder controlar al aerogenerador y tomar las acciones de control pertinentes para cada situación de viento de entrada. Es por esto que resulta necesario realizar un breve estudio sobre el viento en sí mismo, si bien en el Capítulo 5 se estudiaron los principios de la conversión eólica y diversos aspectos relacionados con el viento, en el presente capítulo se buscará a partir de una serie de viento aleatoria o una serie de medidas de vientos reales, acondicionar dicha señal para que el controlador no siga al viento instantáneo, sino a un viento tratado de alguna manera la cual sea representativa del viento real, y de esta forma optimizar el funcionamiento del sistema.

Una primera noción que hay que tener presente es que el viento incide directamente sobre las palas de la aeroturbina, por lo que el sistema mecánico responderá al viento instantáneo incidente sobre las mismas. Sin embargo el sistema eléctrico no buscará responder al viento real, ya que el mismo puede tener variaciones instantáneas muy rápidas, las cuales no se desean *seguir* con el controlador, ya que estas componentes de alta frecuencia no aportarían energía al sistema. Es por esto que se buscará encontrar la mejor manera de que el controlador en cuestión responda a las variaciones del viento, ya sea respondiendo al promedio del mismo en una ventana de tiempo determinada o ya sea filtrándolo con algún filtro pasabajos.

Además cabe destacar que las medidas de viento con las que se cuentan son generalmente medidas a la altura del buje, por lo que si bien no corresponden a un valor real de todo el viento incidente sobre las palas, es decir no representa exactamente el viento que está atravesando el área de barrido de la aeroturbina, se volverá a trabajar con la hipótesis que se empleó en el capítulo 5 donde se consideró que el viento era constante en todo el área de barrido y que sólo variaba según la posición en el tubo de flujo. Sin embargo vale aclarar que dicha hipótesis no es real y sólo es una aproximación.

14.2. Series de Viento

A partir de saber que el viento en un determinado emplazamiento responde en buena forma a una distribución de probabilidades de Weibull (ver capítulo 5), se puede construir una serie de vientos, usando la expresión de la distribución de probabilidades dada en 5.2. En dicha expresión aparecen los factores k y C definidos anteriormente, que corresponden al factor de forma y al factor de escala del emplazamiento respectivamente. El mapa eólico de Uruguay (ver fig. 5.9) que ya se ha presentado, proporciona tanto información de las velocidades medias del viento para distintas alturas, como la rosa de vientos, la distribución de Weibull y los factores de forma y de escala de cada zona (notar que los mapas están separados en cuadrantes o zonas).

Centrando la atención en el cuadrante J7⁽¹⁾ del mapa eólico se tienen los valores de k y de C mostrados en el cuadro 14.1.

Altura (m)	k	C
15	2.49	4.9
30	2.50	6.8
50	2.50	7.6
90	2.51	8.5

Cuadro 14.1: Factores de escala y de forma para el cuadrante J7 del Mapa Eólico.

A partir de los valores de k y C para una altura de 90 m, se tiene la distribución de probabilidades de Weibull mostrada en la fig. 14.1 con su correspondiente distribución de probabilidades acumulada.

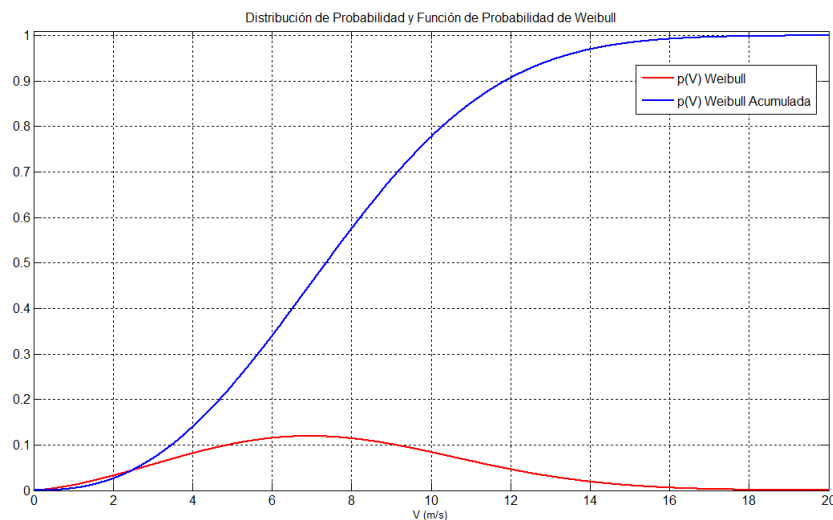


Figura 14.1: Distribución de probabilidad de Weibull y distribución Weibull acumulada.

⁽¹⁾El emplazamiento J7 de los mapas eólicos de Uruguay corresponde a una zona cercana al Parque Eólico de Los Caracoles ubicado en la Sierra de los Caracoles en Maldonado, Uruguay. Este Parque Eólico es propiedad de UTE y cuenta con una potencia instalada de 10MW y se encuentra actualmente en proceso de ampliación hasta una potencia de 20MW.

Luego dada la distribución de probabilidades de Weibull con sus correspondientes factores, es posible generar una serie de valores de viento que correspondan a dicha distribución. Utilizando alguna de las funciones disponibles en Matlab, se implementó una rutina que genera la series de viento buscadas. A modo de ejemplo, en la fig 14.2 se presenta una serie de vientos de dos horas con muestras cada un segundo. Dicha serie fue generada con la rutina *SerieViento*⁽²⁾.

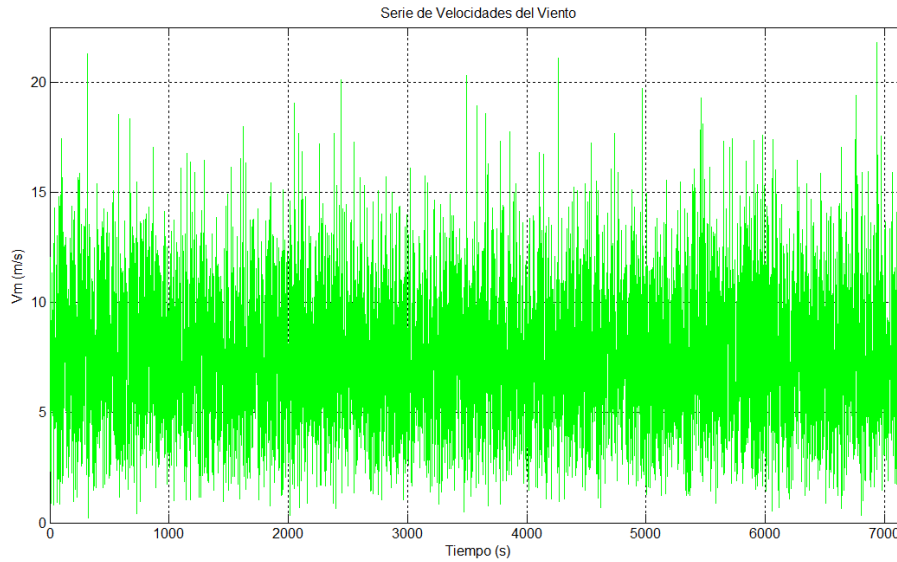


Figura 14.2: Serie de velocidades de viento.

Finalmente, mediante el uso de la misma rutina, *SerieViento*, se obtiene una serie de velocidades medias de viento. En este caso la serie de velocidades medias de viento, ver fig. 14.3, es obtenida a partir de la serie de la fig. 14.2 promediando la misma en ventanas de 5 minutos de duración.

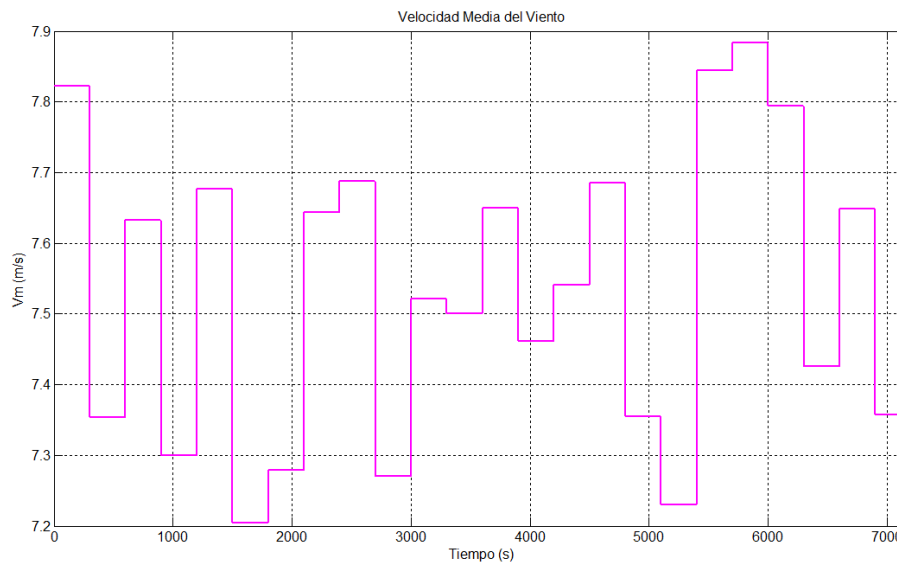


Figura 14.3: Velocidad media del viento con una ventana de 5 minutos

⁽²⁾ Ver Apéndice I

Si bien la serie de viento obtenida en la fig. 14.2 es una serie que tiene la distribución de probabilidades mostrada en la fig. 14.1, dicha serie no se corresponde con una serie de vientos reales ya que no tiene en cuenta y no respeta la *historia* de una serie de real de viento. Es por esto que se procederá a estudiar series reales de viento.

14.3. Series de Viento Real

En esta sección se procederá a hallar una serie de velocidades medias de viento, pero esta vez a partir de medidas reales de viento. Dichas medidas fueron tomadas por la Facultad de Ingeniería en la Sierra de Los Caracoles, lugar donde hoy se encuentra el Parque Eólico, en el año 1994 como parte de un proyecto de investigación de la Facultad de Ingeniería-UdelaR financiado por el BID-Conycit y UTE. Vale destacar que las medidas se tomaron a una altura de 10 m.

14.3.1. Viento Promedio

Para hallar la velocidad media de las medidas reales de viento, se implementaron tres rutinas en Matlab. Las rutinas implementadas fueron las siguientes: *Abril16*; *Set09* y *Dic15* (ver apéndice I).

En la fig. 14.4 se presenta una serie de medidas de viento reales tomadas cada un segundo, las cuales corresponden al día 16 de Abril de 1994 entre las 16hs y las 18hs. A su vez superpuesto con la serie de vientos reales, se puede apreciar la velocidad media, la cual fue hallada para ventanas móviles de 5 minutos cada una de ellas.

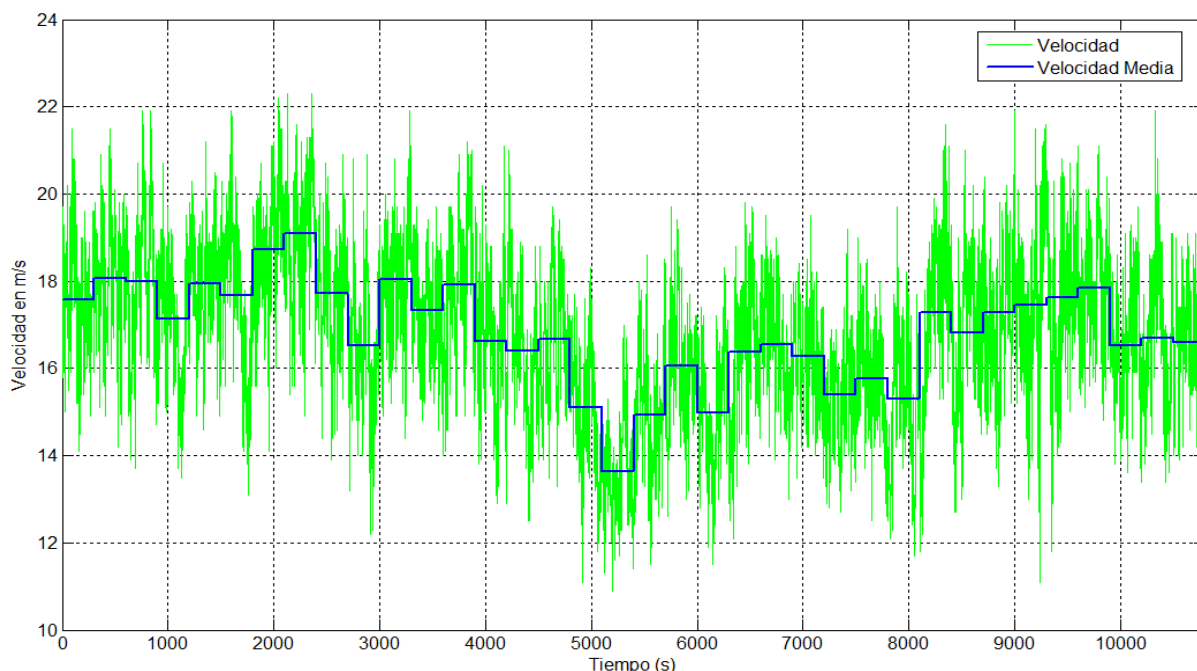


Figura 14.4: Velocidad y velocidad media del viento.

Ahora en la fig. 14.5 se puede observar una serie de medidas de viento también tomadas cada un segundo, pero las mismas corresponden al día 9 de Setiembre de 1994 entre las 17hs y

las 19hs. Nuevamente se puede observar la velocidad media de dichas medidas promediadas en ventanas de 5 minutos.

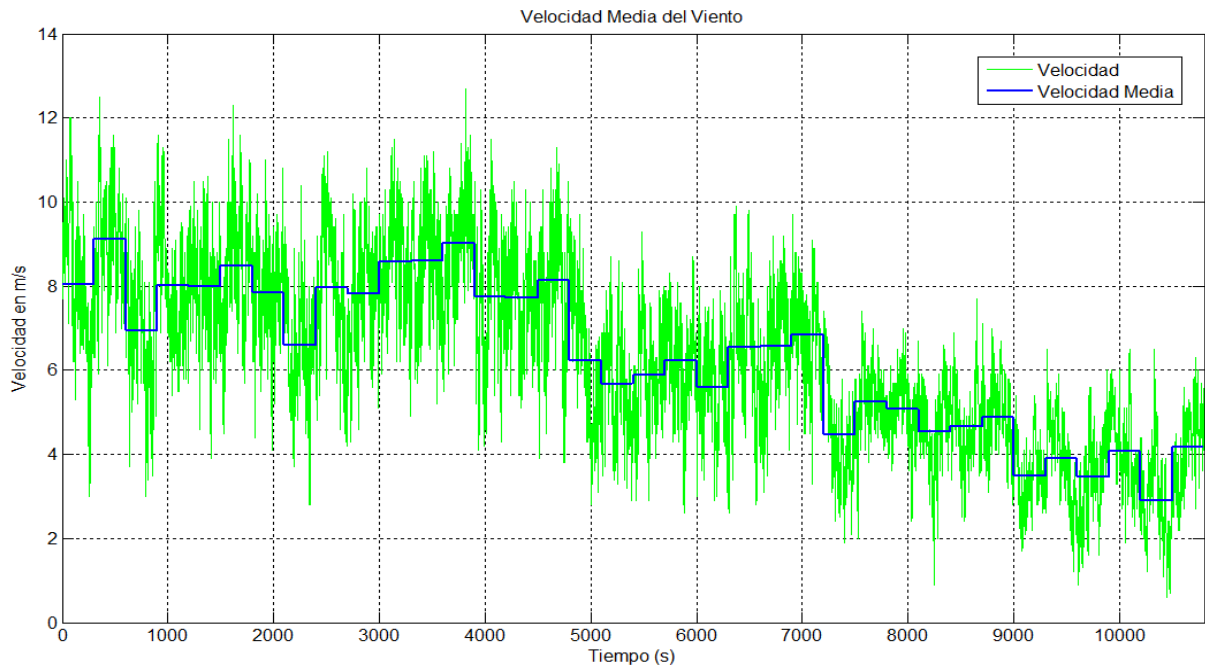


Figura 14.5: Velocidad y velocidad media del viento.

Por último en la fig. 14.6 se presenta una serie de medidas de viento correspondientes al 15 de Diciembre de 1994 entre las 4am y las 7am. También es posible apreciar en dicha imagen la velocidad media del viento en ventanas de 5 minutos.

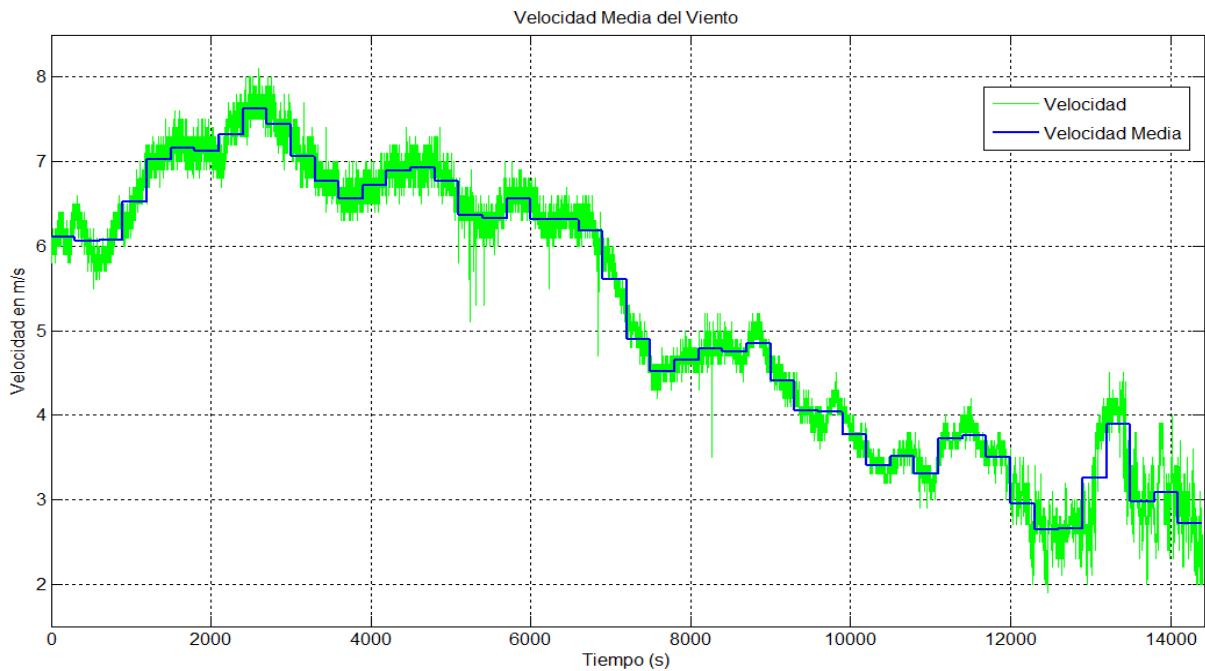


Figura 14.6: Velocidad y velocidad media del viento.

14.3.2. Viento Filtrado

Luego de haber hallado en la sección anterior valores promedios de viento en ventanas móviles de 5 minutos, se procederá a filtrar las series de viento reales con las que se trabajó anteriormente, es decir las series correspondientes al 16 de Abril, al 9 de Setiembre y al 15 de Diciembre de 1994. Para este cometido se diseñaron las rutinas *filtradoAbril*, *filtradoSet* y *filtradoDic*⁽³⁾ en Matlab, las cuales a partir de las series reales de viento filtran las mismas utilizando un filtro pasabajos de primer orden. Dicho filtro se diseñó utilizando un filtro digital de Butterworth. La frecuencia de corte del filtro es uno de los parámetros de entrada de las rutinas mencionadas. Vale recordar que la frecuencia de muestreo de las series de viento es de 1 Hz.

En la fig. 14.7 se muestra un esquemático del sistema completo, en el cual la entrada al sistema mecánico es el viento real, mientras que al sistema de control se le pasa como entrada el viento filtrado. En dicha figura el bloque denominado como *Aerogenerador* comprende a los bloques *MI*, *Engranaje* y *Turbina* mostrados en la fig. 12.1. El bloque *Filtro Pasabajos* corresponde al filtro que se diseñará con las rutinas anteriormente mencionadas y cabe destacar que el bloque *Óptimo* sólo tiene sentido mientras la velocidad sea inferior a la nominal, ya que a partir del momento en que el controlador hace funcionar al sistema a velocidad constante e igual a la nominal, la estrategia implementada no es una estrategia de seguimiento del óptimo por lo que el valor de ω_{ref} no está dado por dicho bloque.

Es necesario recordar en esta parte la importancia de filtrar la señal de viento que se le pasa al controlador, de esta manera se evitan componentes de altas frecuencias que no aportan energía a la turbina y que además son una fuente de ruido poco conveniente para el regulador de velocidad.

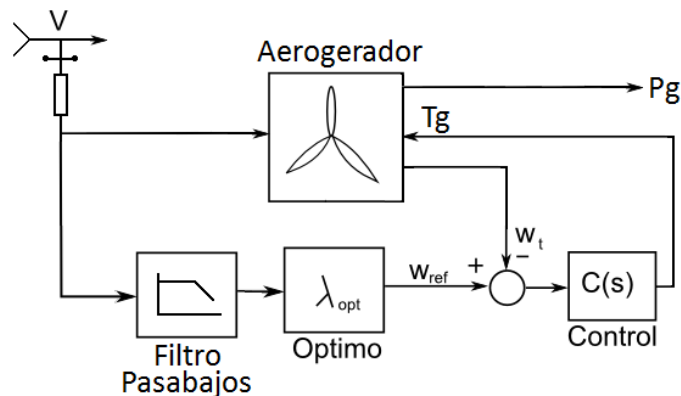


Figura 14.7: Sistema con entrada de viento filtrada al sistema de control.

A continuación en las fig. 14.8, 14.9 y 14.10 se presentan las series de viento correspondientes a Abril, Setiembre y Diciembre respectivamente y superpuestas con las series filtradas para distintos valores de frecuencia de corte los cuales están indicados en las respectivas figuras. El valor de frecuencia de corte se determinó analizando el espectro de frecuencias de van der Hoven⁽⁴⁾ mostrado en la fig. 5.3 en donde se puede apreciar que se desea filtrar las frecuencias

⁽³⁾ Ver apéndice I

⁽⁴⁾ Ver Capítulo 5

correspondientes a las turbulencias asociadas a los vientos locales. Es por ello que se optó por utilizar una frecuencia de corte de 0.25 mHz (aproximadamente 1 ciclo/h). En las figuras mencionadas se muestran a modo de ejemplo las series de viento filtradas para tres frecuencias de corte distintas correspondientes a 0.25 mHz, 0.5 mHz y 1.0 mHz.

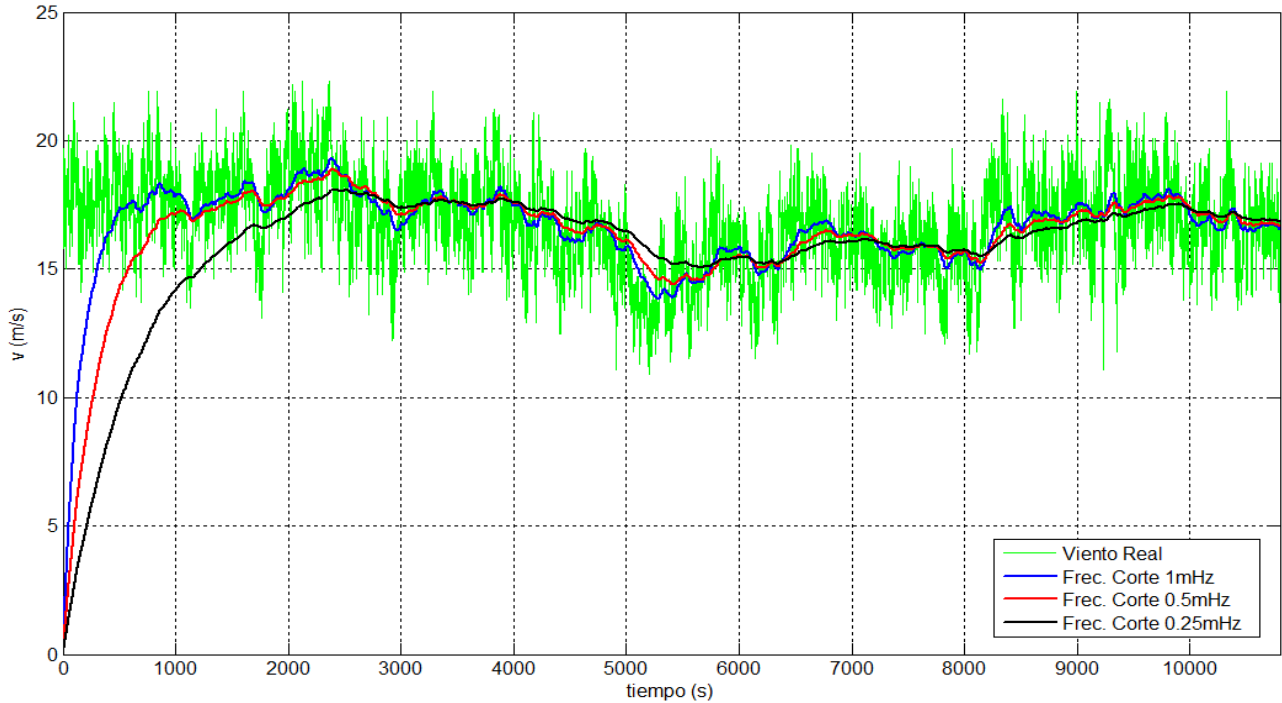


Figura 14.8: Viento real y viento filtrado.

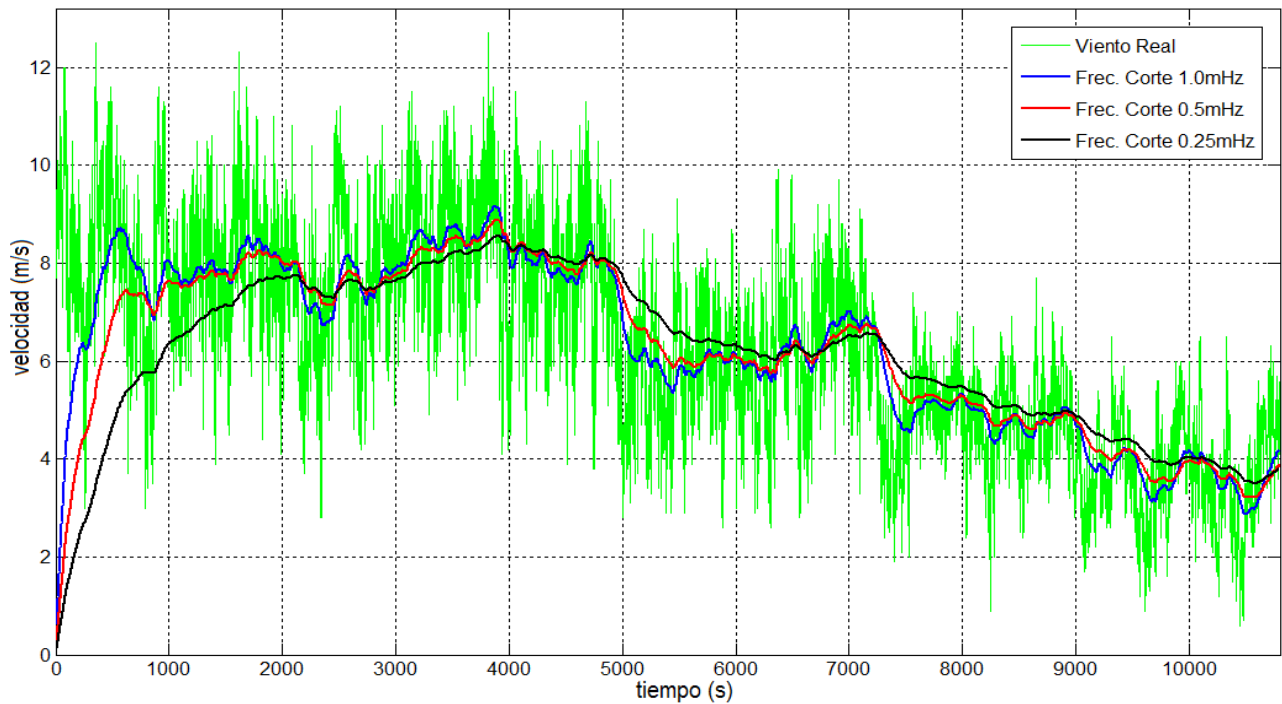


Figura 14.9: Viento real y viento filtrado.

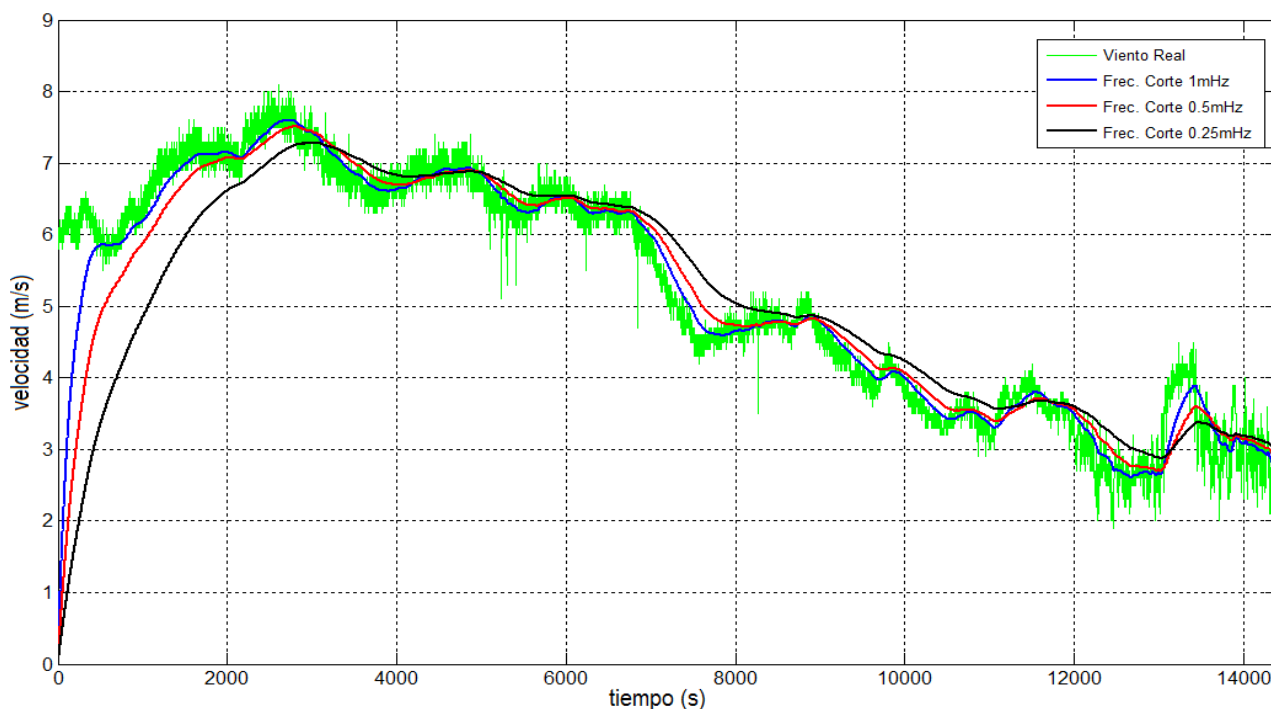


Figura 14.10: Viento real y viento filtrado.

14.4. Pruebas Realizadas

En esta sección se presentarán una serie de pruebas realizadas sobre el sistema final diseñado. Dichas pruebas serán efectuadas para algunas de las series de viento presentadas en la sección anterior. Sobre la turbina se hará incidir el viento sin filtrar (viento real) y sobre el sistema de control incidirá el viento tratado (viento filtrado o promediado).

Se presentarán pruebas tanto para el caso en que se haga incidir sobre el control la serie de vientos filtrados como también para el caso en que se haga incidir sobre el control la serie de vientos promediados. Esto se hará a modo de prueba y se buscará observar si existen cambios notorios ante una u otra opción. Vale destacar que en todas las pruebas realizadas no serán tenidos en cuenta y por lo tanto no se presentarán los transitorios introducidos en las señales por el *arranque* de los filtros y del sistema.

14.4.1. Pruebas realizadas con vientos filtrados

En primera instancia se presentan los resultados obtenidos al evaluar al simulador haciendo incidir sobre la turbina el viento real y sobre el sistema de control el viento filtrado.

Serie de viento de Diciembre

A continuación se muestran algunos resultados obtenidos para una serie de vientos correspondientes a Diciembre. Se muestran simulaciones de 11900 *seg* de duración. Las pruebas realizadas en este caso corresponden a la zona de *velocidades bajas*. En este caso, dado que las velocidades de viento se encuentran por debajo de los 13 *m/s* no actuará el control de pitch.

En las fig. 14.11, 14.12, 14.13 y 14.14 se presentan la entrada de viento sin filtrar, la entrada de viento filtrada, la velocidad angular de la turbina y la potencia mecánica⁽⁵⁾ respectivamente.

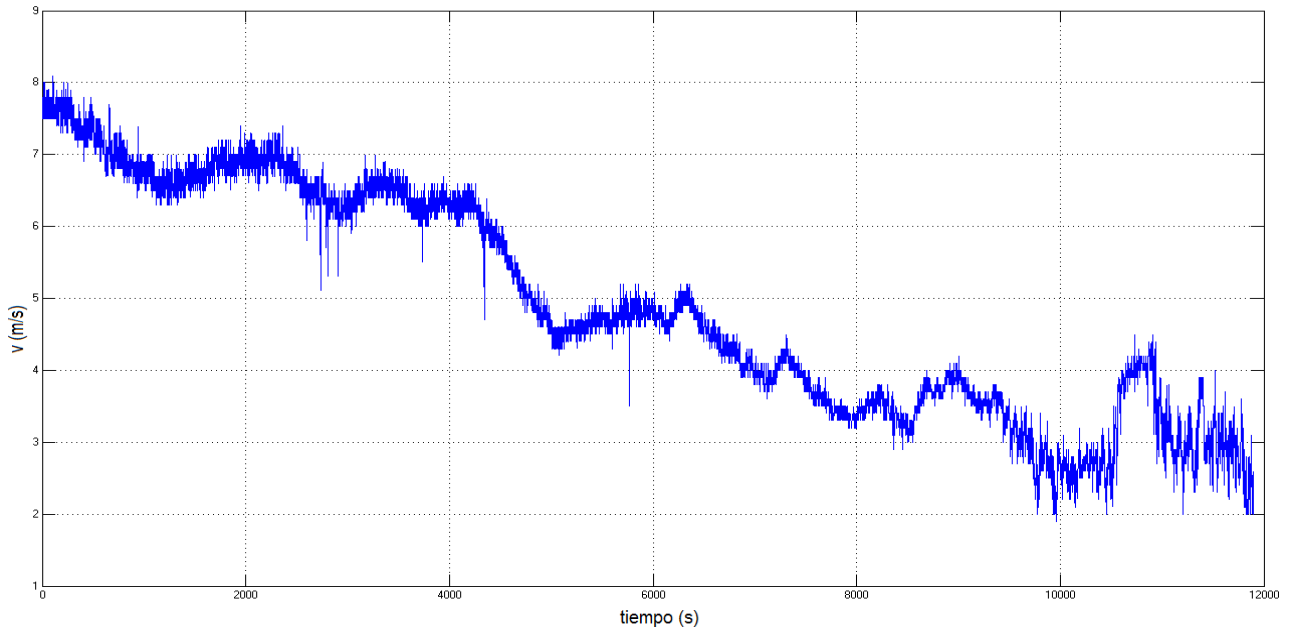


Figura 14.11: Entrada de viento sin filtrar.

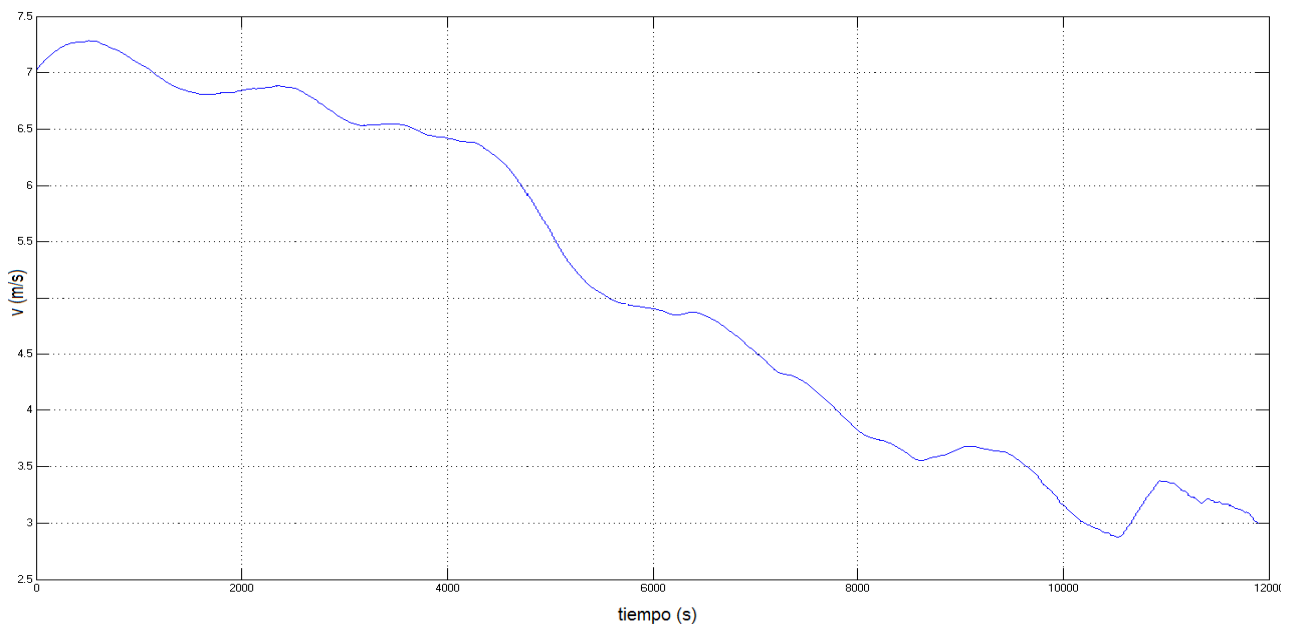


Figura 14.12: Entrada de viento filtrada.

⁽⁵⁾La potencia mecánica es prácticamente igual a la potencia eléctrica generada a menos de las pérdidas del aerogenerador.

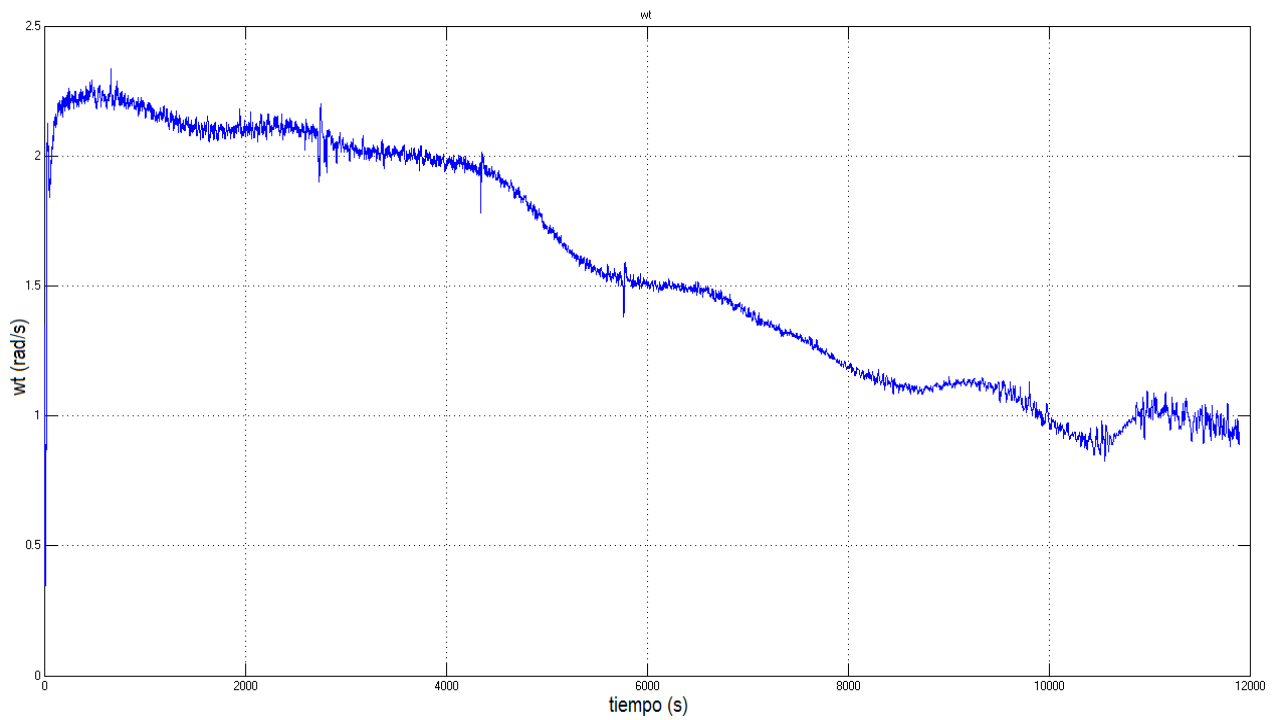


Figura 14.13: Velocidad angular de la turbina (ω_t).

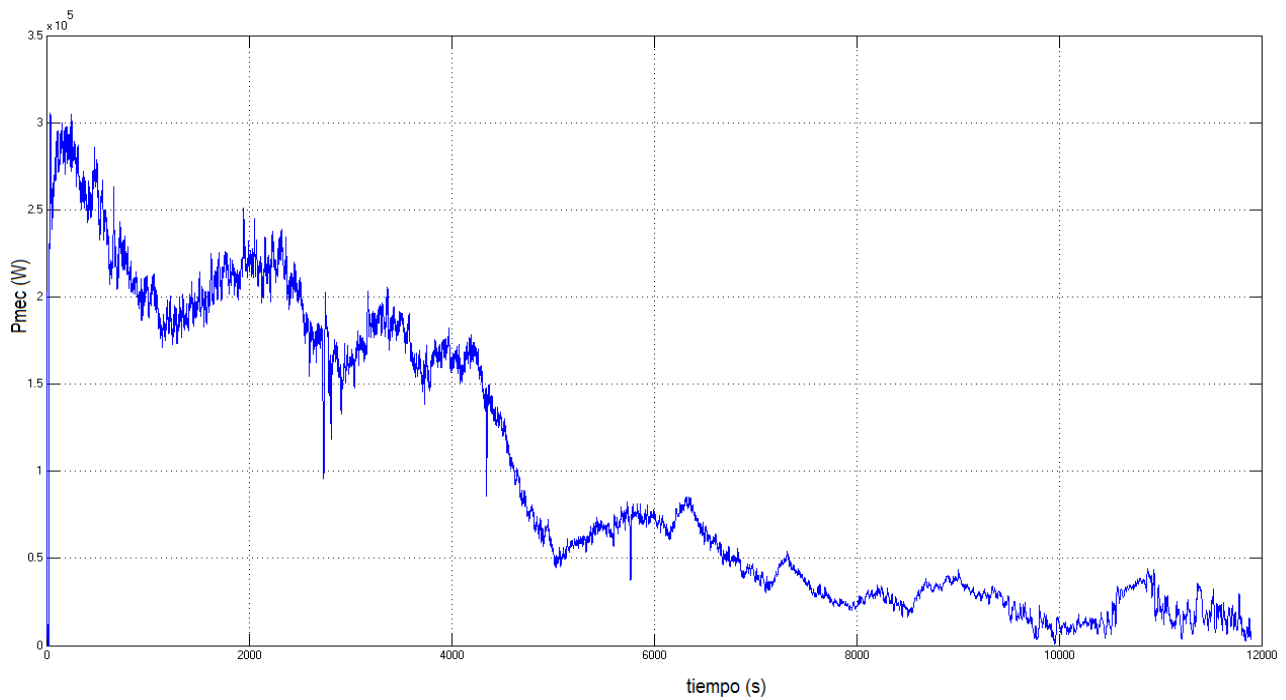


Figura 14.14: Potencia mecánica (P_{mec}).

En lo que respecta a la respuesta del sistema se puede apreciar que existe cierta tendencia de la velocidad angular de la turbina (ω_t) y la potencia mecánica (P_{mec}) en acompañar las variaciones del viento.

Serie de viento de Abril

En esta sección se presentan resultados correspondientes a testear el simulador con los datos de viento del mes de Abril. En este caso se busco evaluar el funcionamiento del control de Pitch ya que esta serie de vientos se encuentra comprendida dentro del rango de *velocidades altas*. En las fig. 14.15, 14.16, 14.17, 14.18, 14.19, 14.20 y 14.21 se presentan la entrada de viento sin filtrar, la entrada de viento filtrada, la velocidad angular de la turbina, velocidad angular del generador, la potencia mecánica⁽⁶⁾, el ángulo de pitch y el par del generador respectivamente.

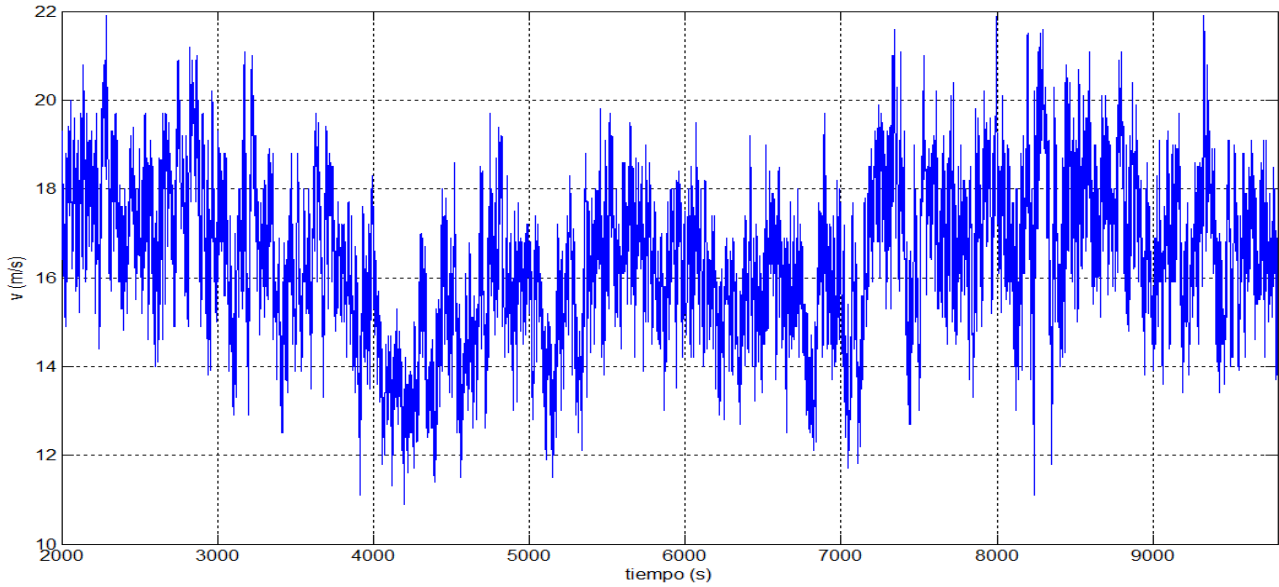


Figura 14.15: Entrada de viento sin filtrar.

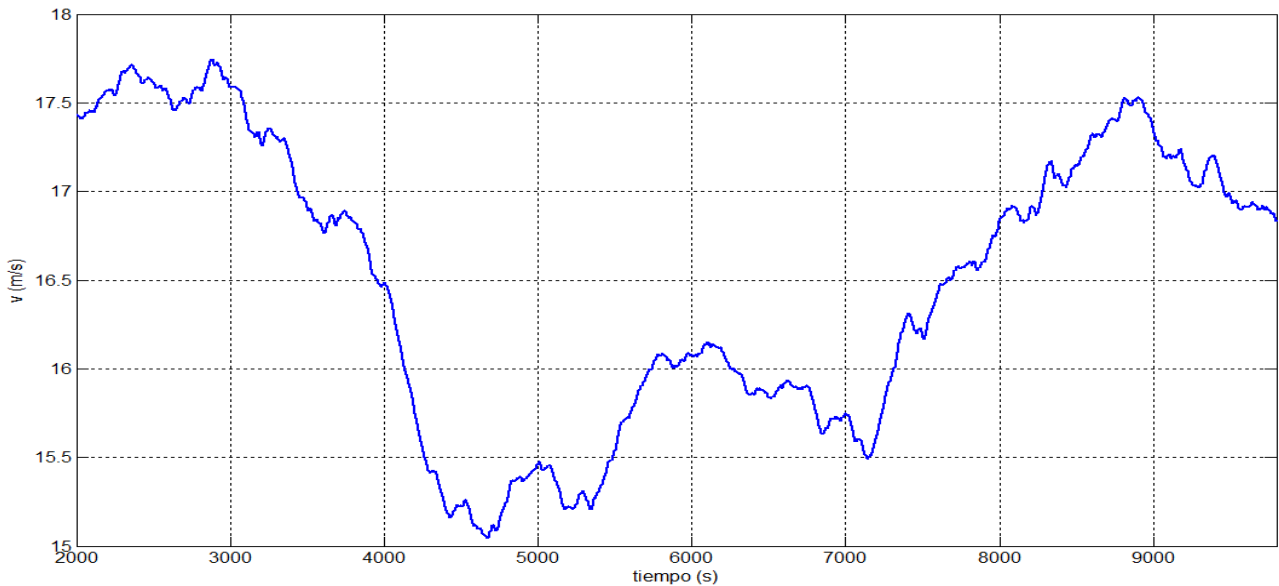


Figura 14.16: Entrada de viento filtrada.

⁽⁶⁾La potencia mecánica es prácticamente igual a la potencia eléctrica generada a menos de las pérdidas del aerogenerador.

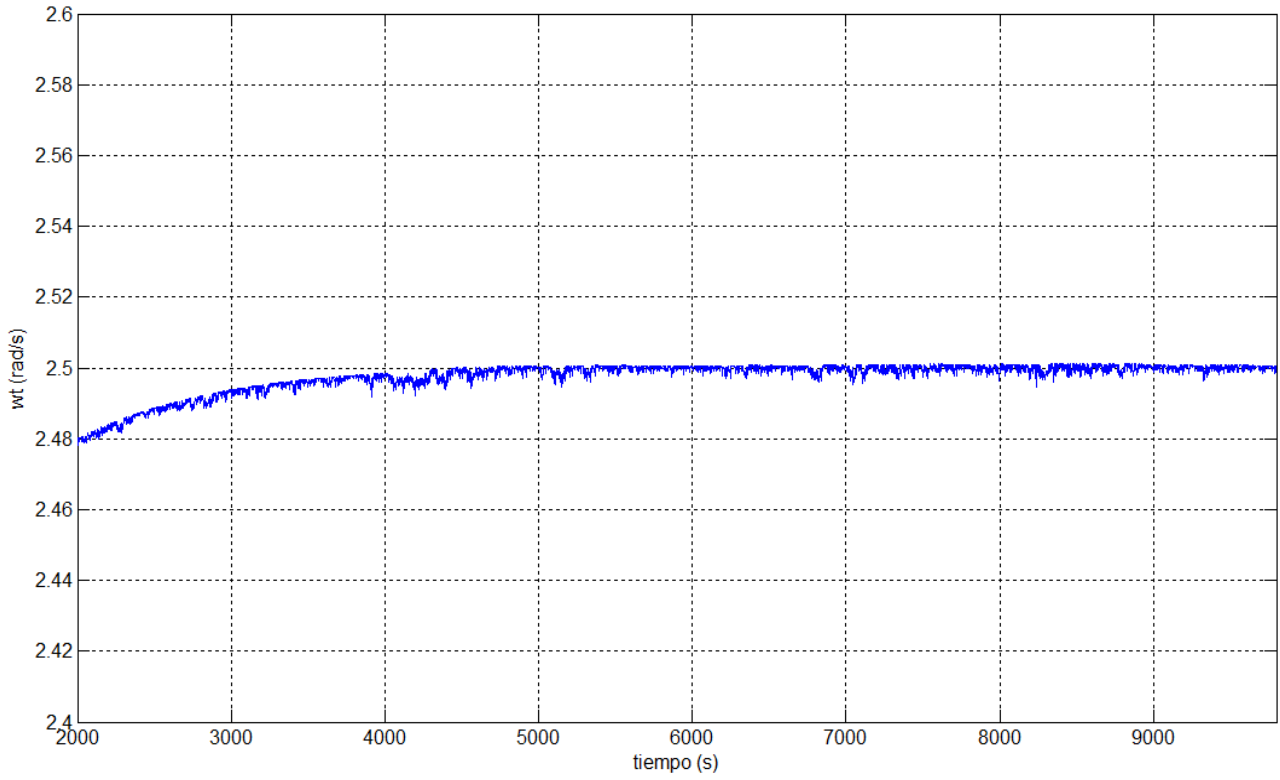


Figura 14.17: Velocidad angular de la turbina (ω_t).

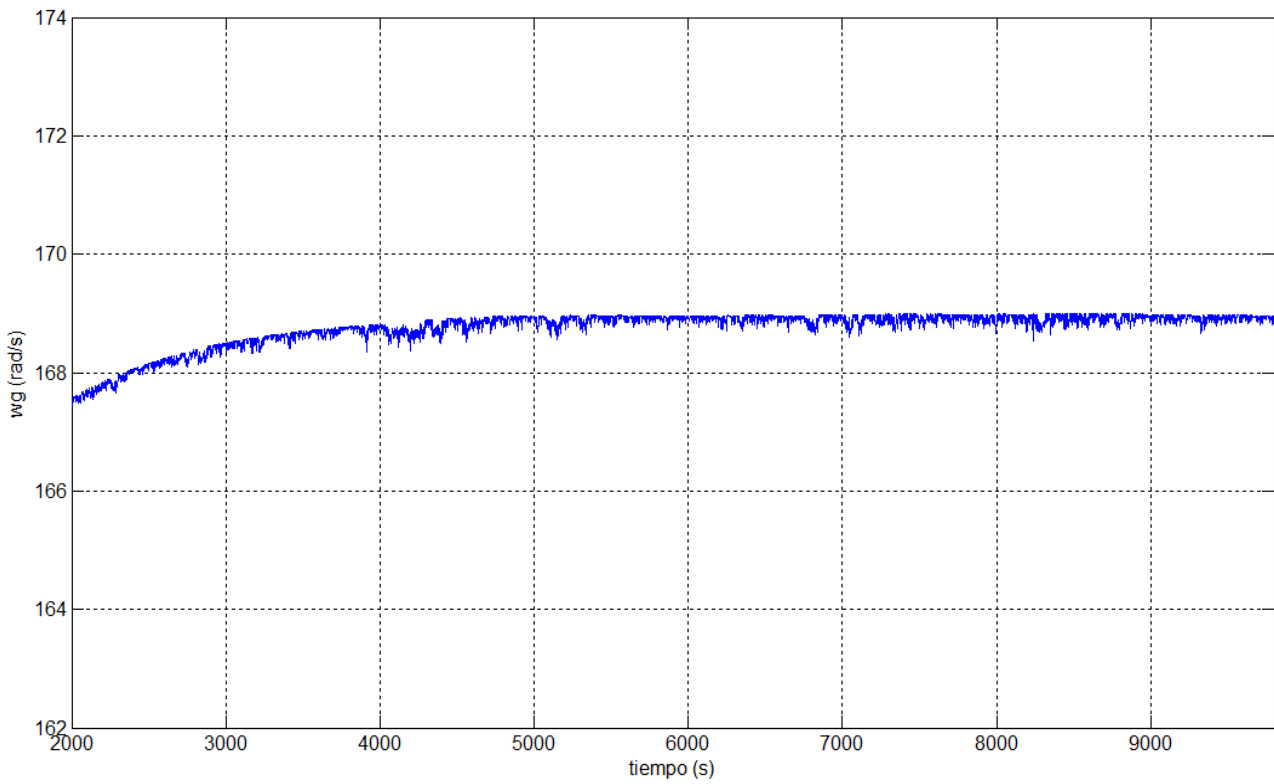


Figura 14.18: Velocidad angular del generador (ω_g).

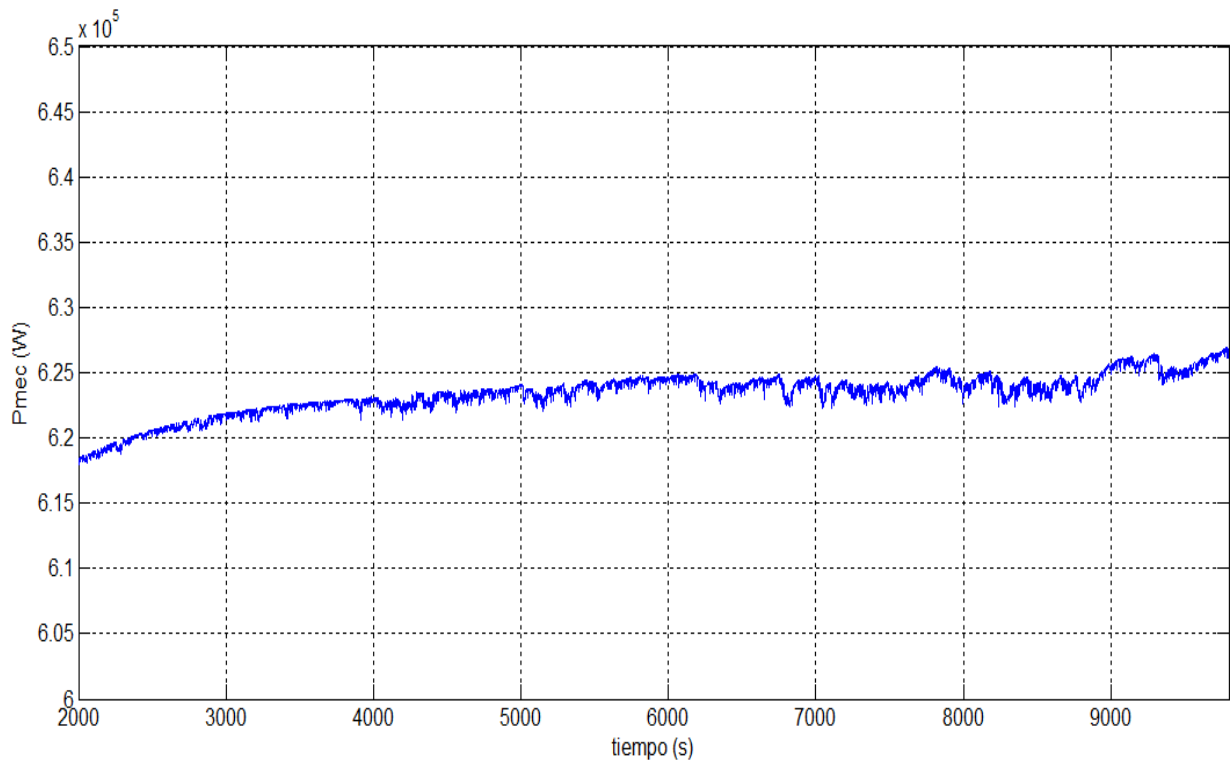


Figura 14.19: Potencia mecánica (P_{mec}).

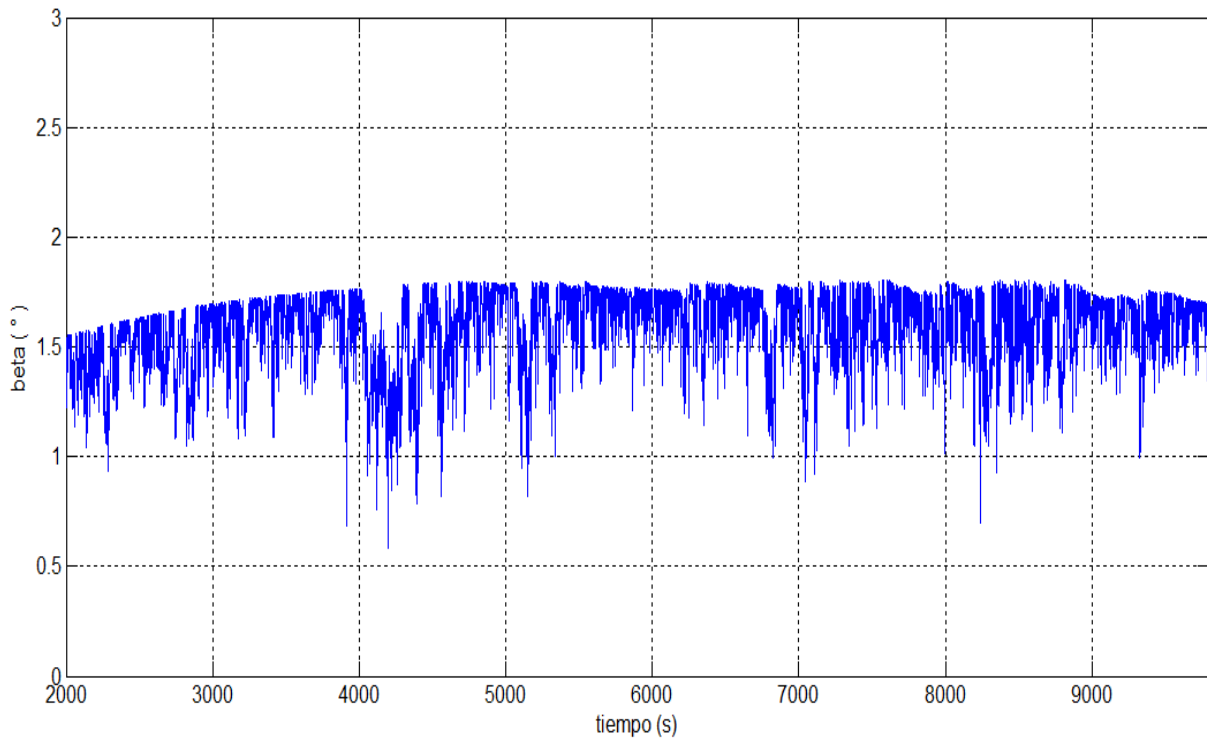


Figura 14.20: Ángulo de Pitch (β).

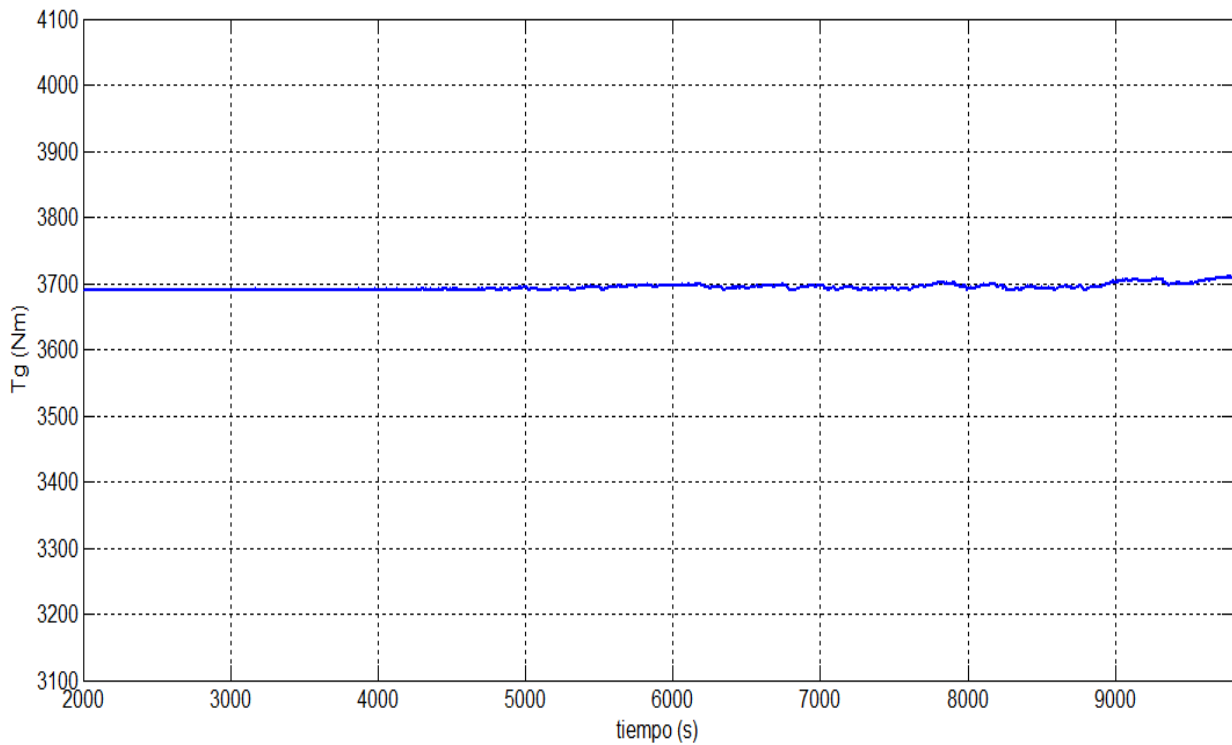


Figura 14.21: Par del generador (T_g)

A partir de los resultados obtenidos en esta simulación se puede concluir que:

- Se logra un control de la velocidad del generador en todo el tiempo de simulación manteniendo la misma aproximadamente constante e igual a la nominal ($\omega_{nom} \approx 2,5 \text{ rad/s}$).
- Respecto a la potencia mecánica, se logra mantener la misma aproximadamente constante entorno a su valor nominal, cumpliéndose con el objetivo de control correspondiente a esta zona de trabajo (*velocidades altas*). Esto se logra manteniendo el par y la velocidad de la máquina prácticamente constantes en sus valores nominales.

14.4.2. Pruebas realizadas con vientos promediados

Ahora se presentarán los resultados obtenidos al evaluar al simulador haciendo incidir el viento real sobre la turbina y la serie de vientos promediados en el sistema de control. Se destaca que los resultados obtenidos en cada una de las siguientes pruebas no presentaron mayores diferencias con las pruebas realizadas en el caso de utilizar el viento filtrado como entrada del controlador.

Serie de viento de Diciembre

En las fig. 14.22, 14.23, 14.24 y 14.24 se aprecian la serie de vientos promedio de entrada al controlador, la velocidad angular del generador, el par del generador y la potencia mecánica. No se presenta la serie de vientos reales incidentes sobre la turbina ya que es la misma que la presentada en la fig. 14.11. Vale recordar que nos encontramos trabajando en la zona de velocidades bajas por lo que no actuará el control de pitch.

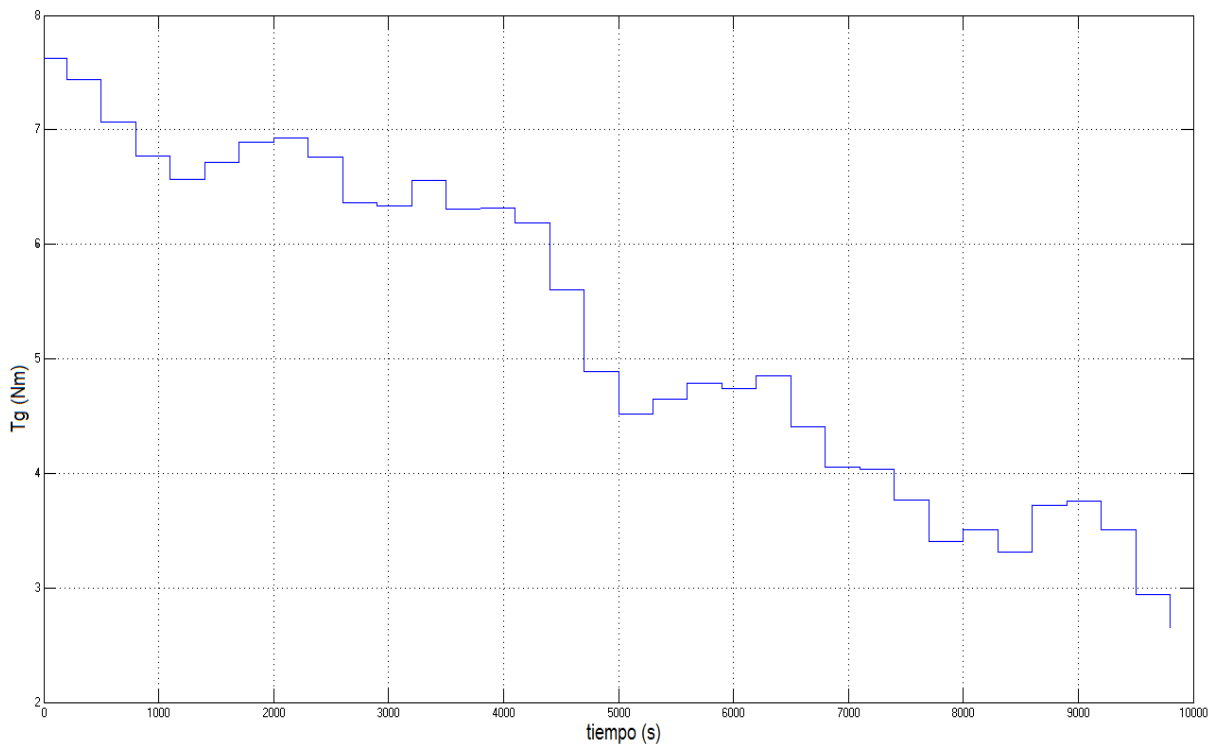


Figura 14.22: Viento promedio (ventanas de 5 minutos).

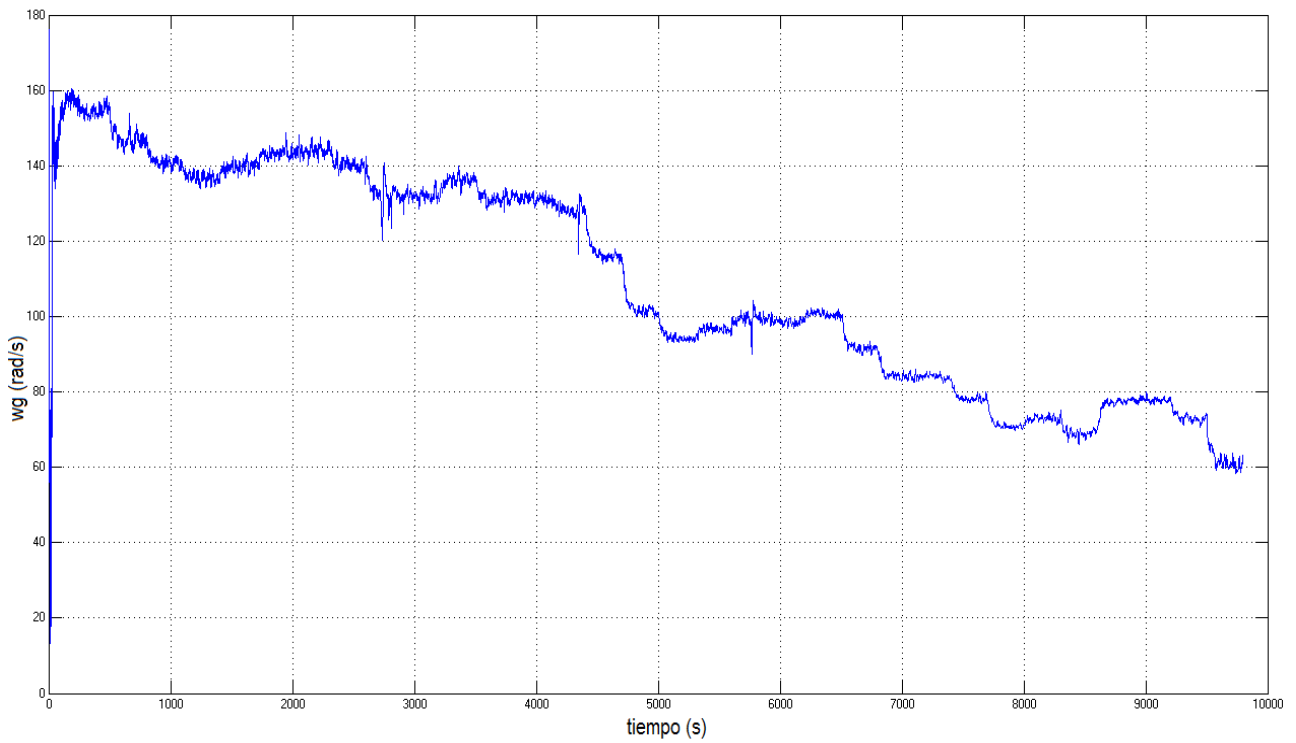


Figura 14.23: Velocidad angular del generador.

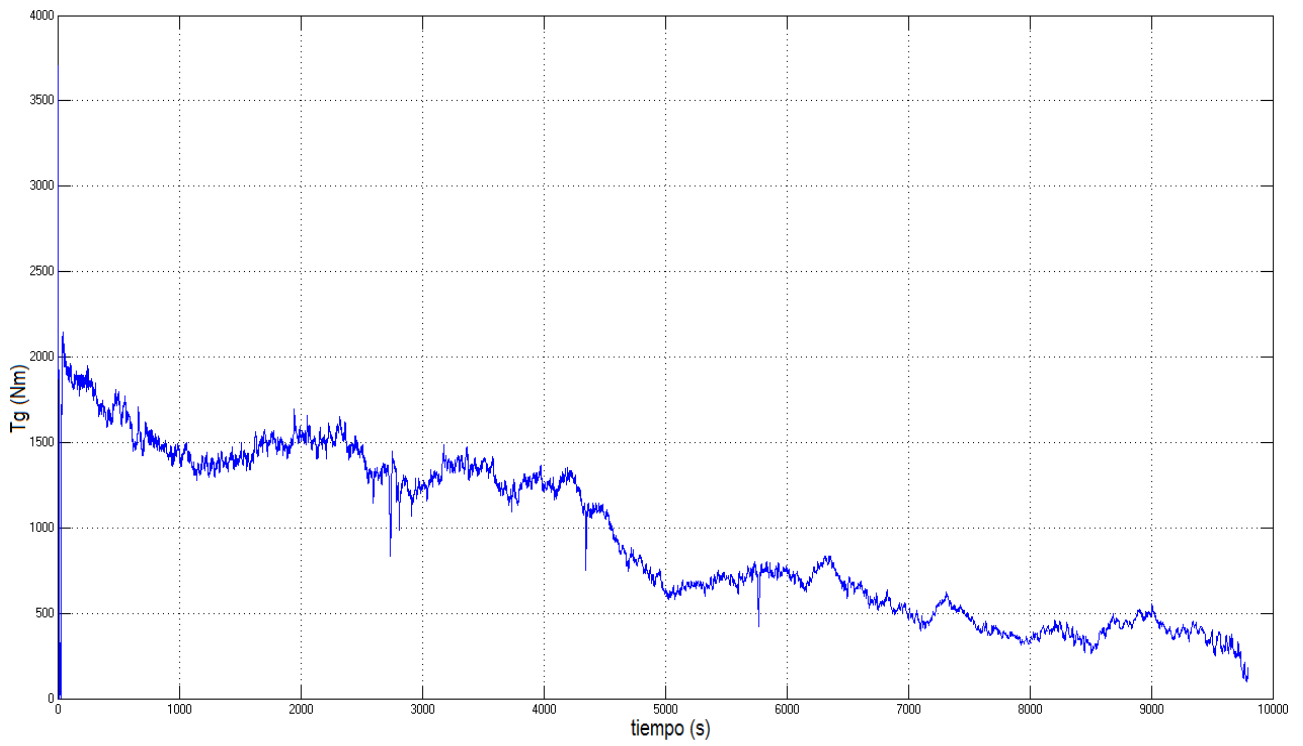


Figura 14.24: Par del generador

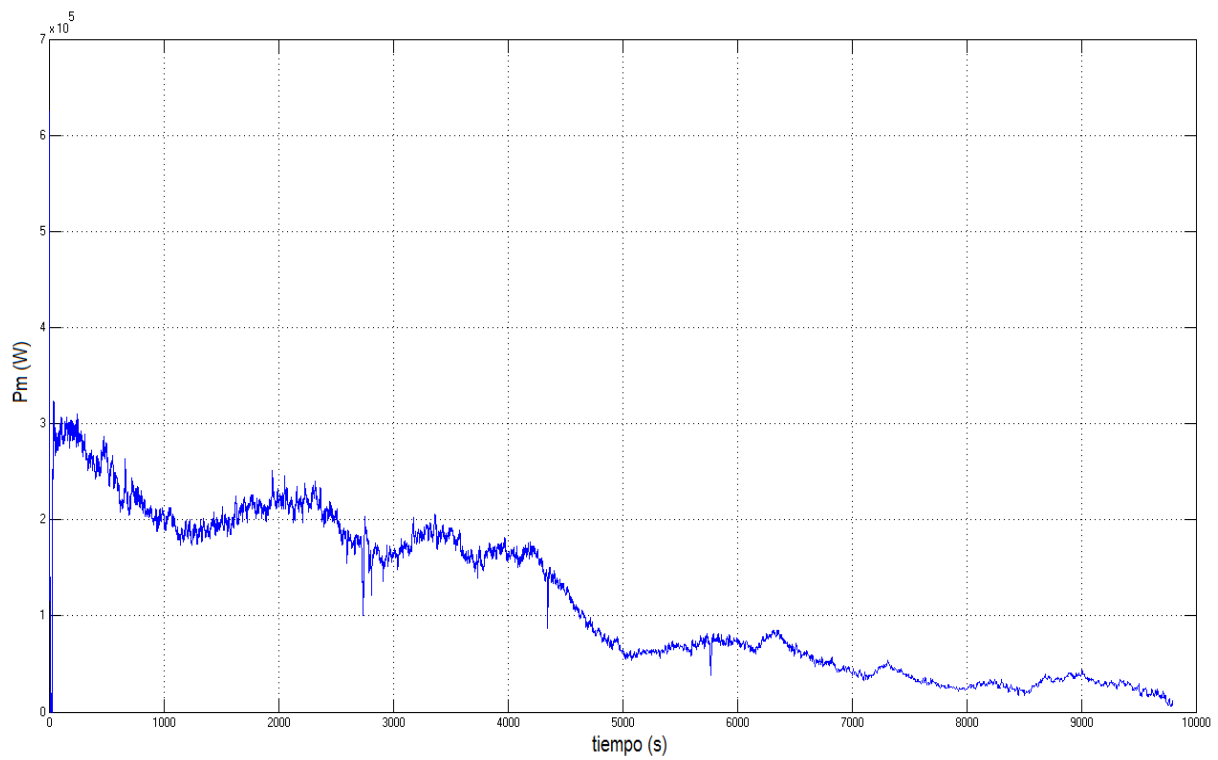


Figura 14.25: Potencia mecánica.

Serie de viento de Abril

En las fig. 14.26, 14.27, 14.28, 14.29, 14.30, 14.31 y 14.32 se aprecian la serie de vientos promedio de entrada al controlador, la velocidad angular de la turbina, la velocidad angular del generador, el par del generador y de la turbina, la potencia mecánica y el ángulo de pitch respectivamente. No se presenta la serie de vientos reales incidentes sobre la turbina ya que es la misma que la presentada en la fig. 14.15.

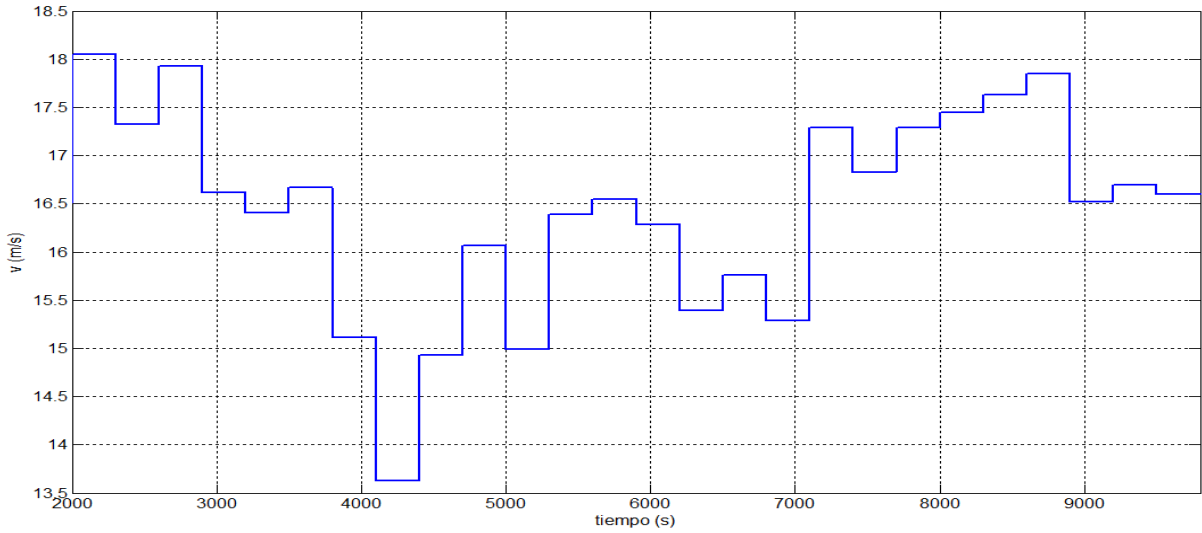


Figura 14.26: Entrada de viento promediado.

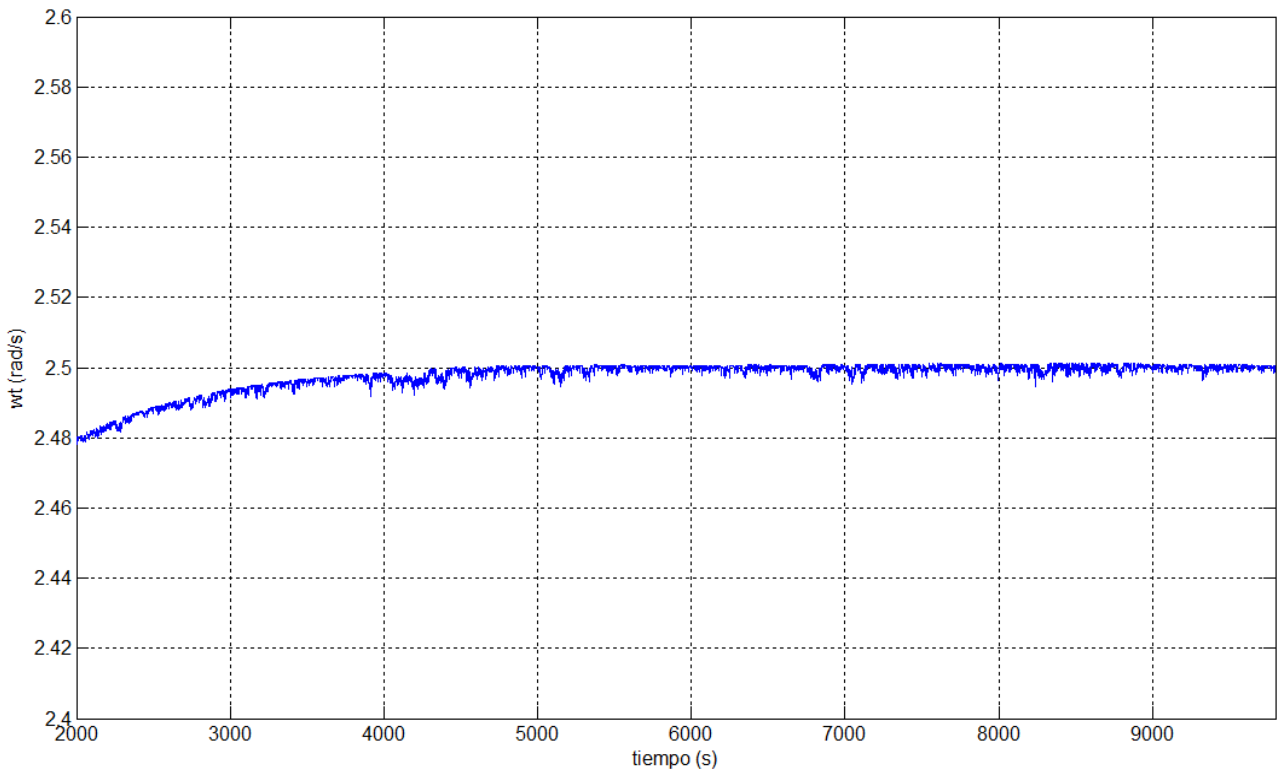


Figura 14.27: Velocidad angular de la turbina (ω_t).

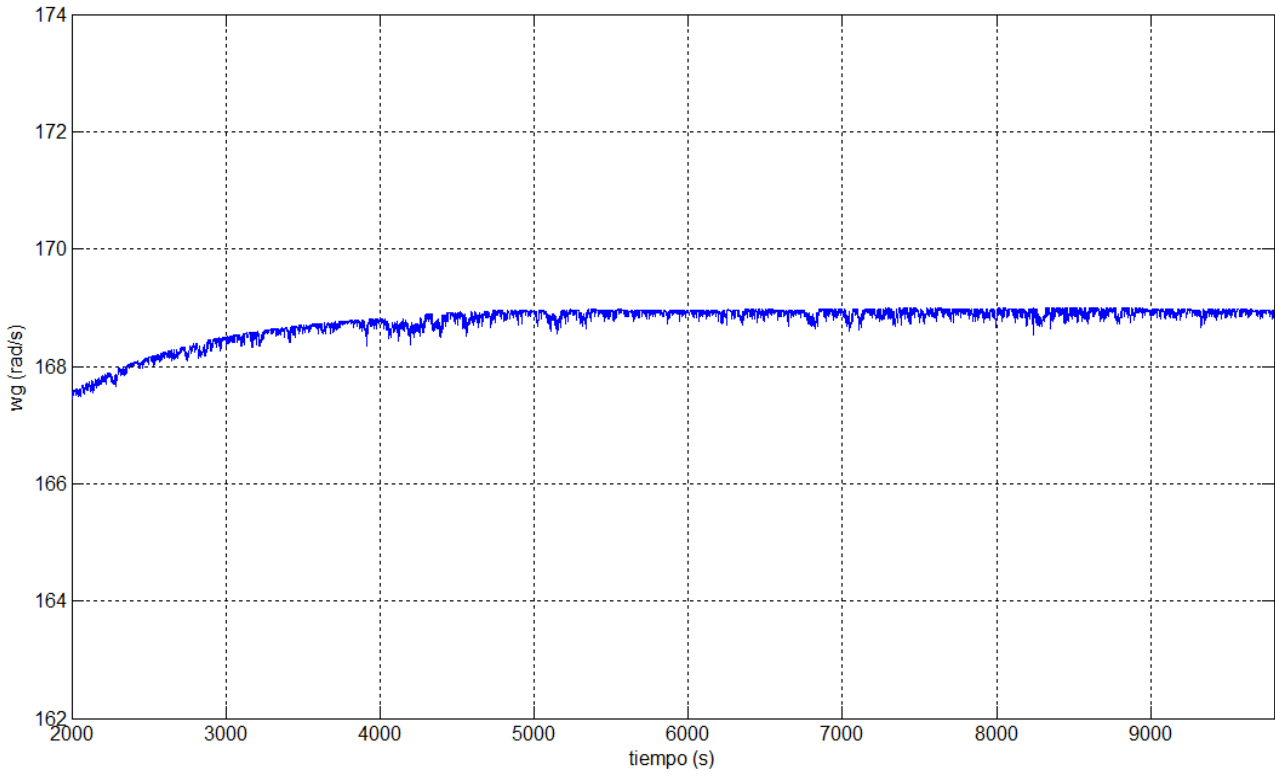


Figura 14.28: Velocidad angular del generador (ω_g).

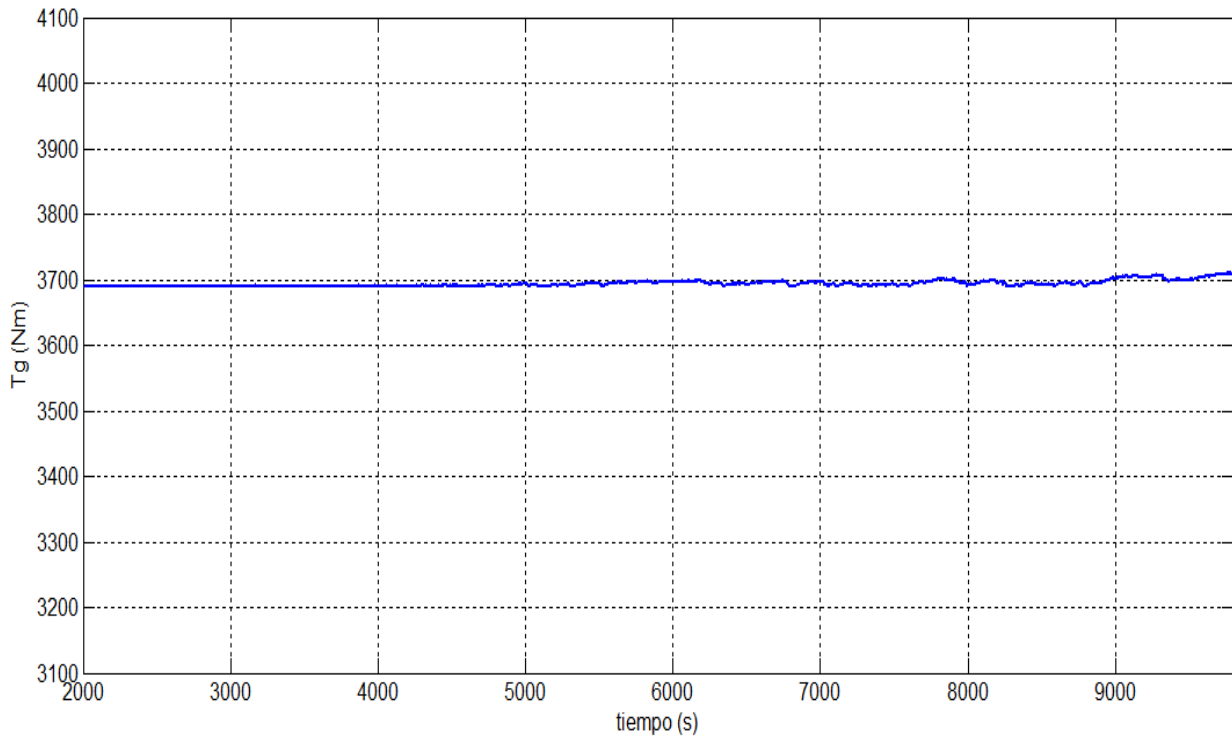


Figura 14.29: Par del generador (T_g).

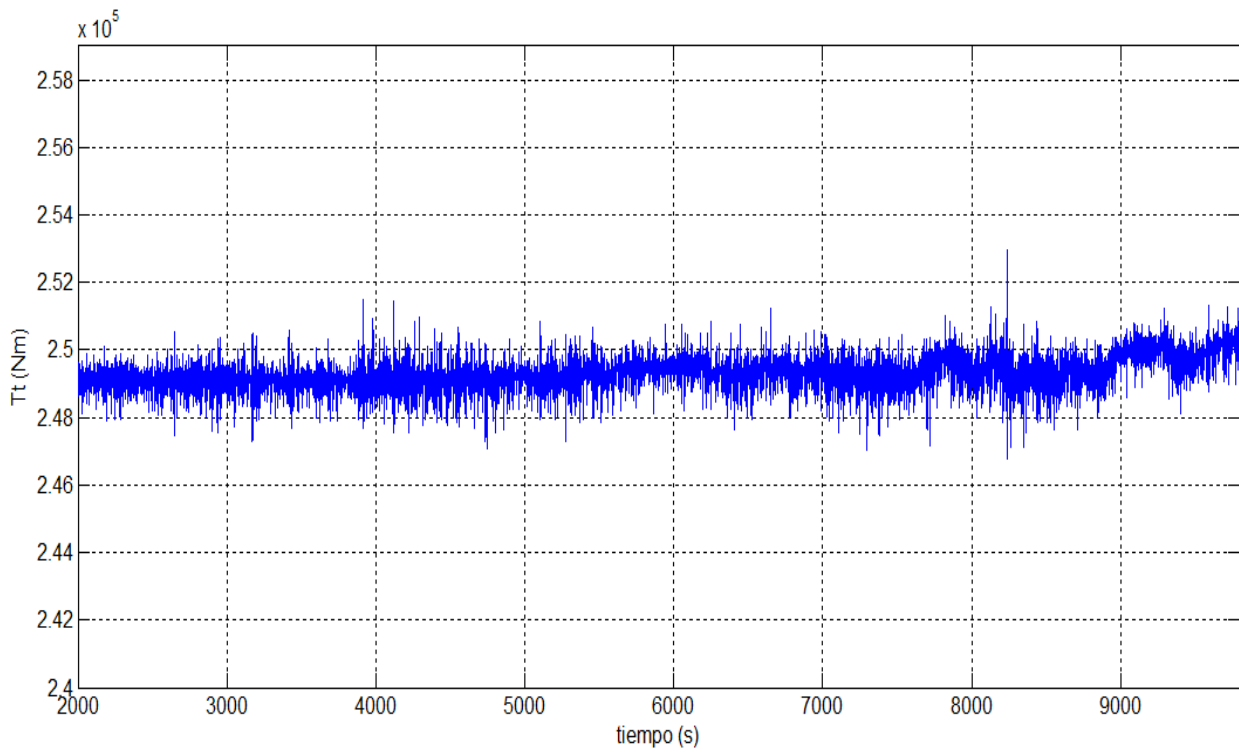


Figura 14.30: Par de la turbina (T_t).

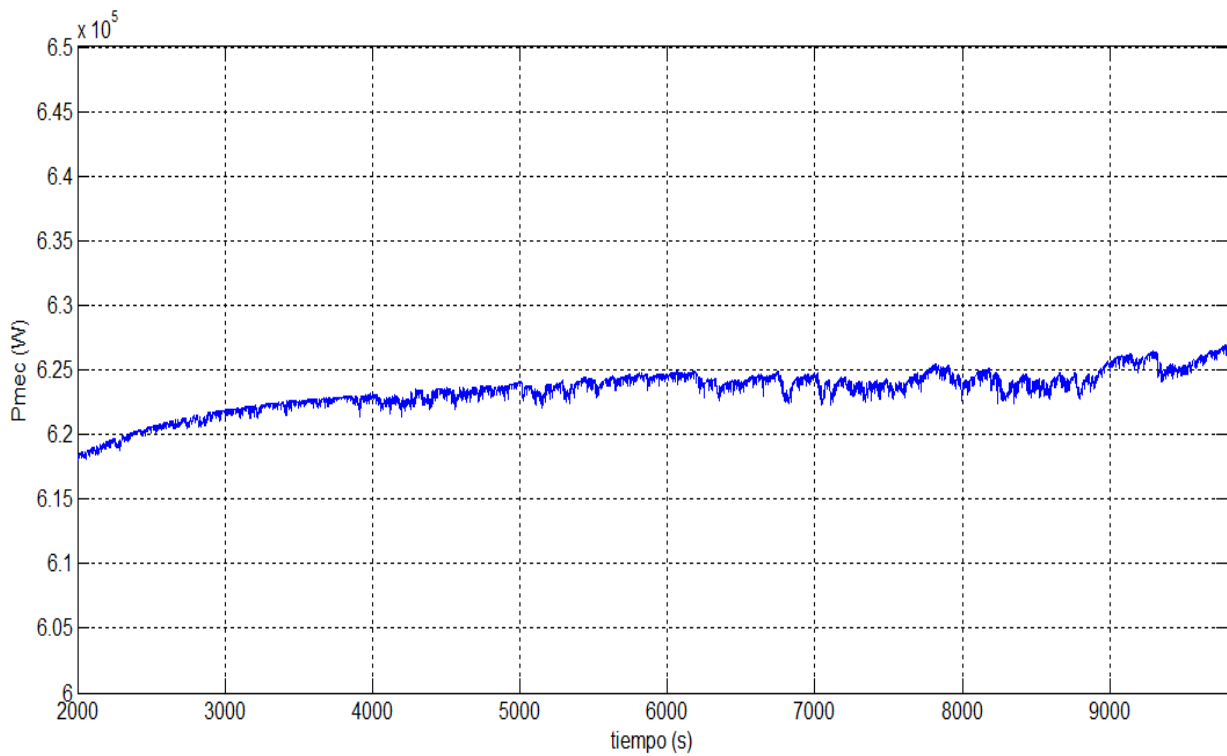


Figura 14.31: Potencia mecánica (P_{mec}).

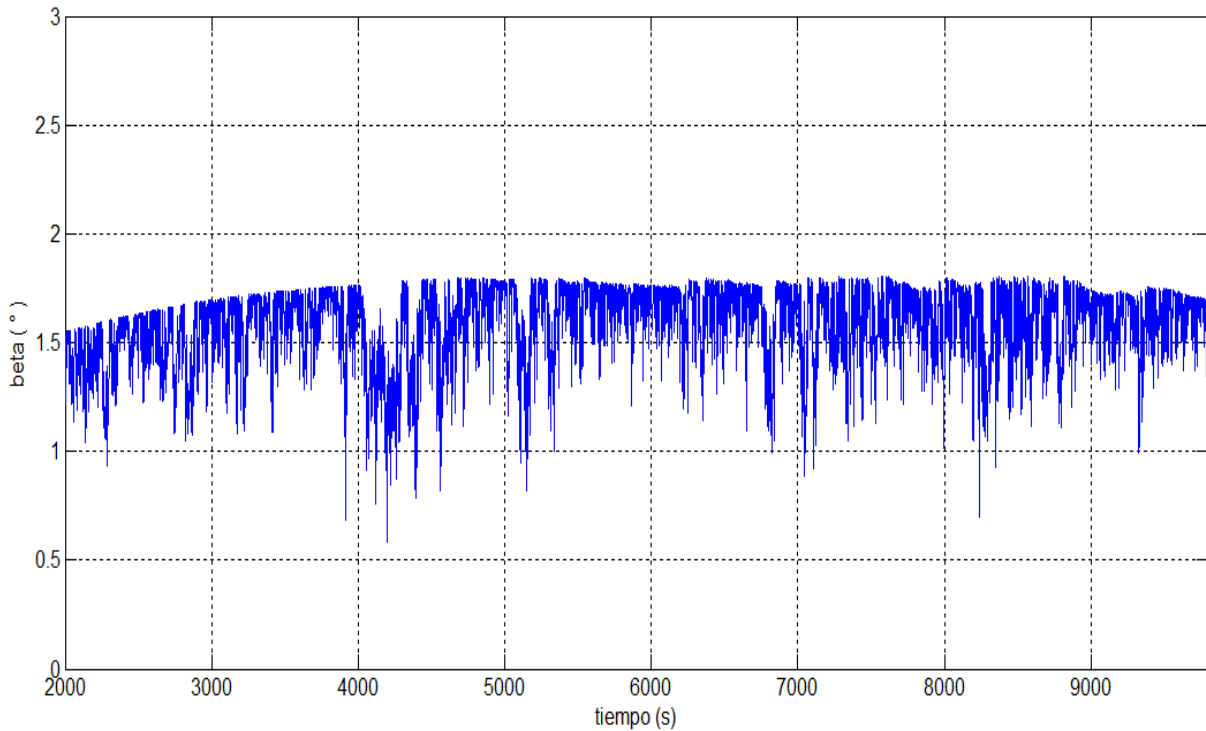


Figura 14.32: Ángulo de pitch (β).

Como se anticipó previamente los resultados obtenidos no difieren significativamente de los que se obtuvieron para el caso en que se filtró la señal de viento que ingresa al sistema de control. Una diferencia que sí se puede observar es en las velocidades angulares de la turbina y del generador, ω_t y ω_g respectivamente, ya que en las mismas se puede apreciar claramente el efecto de los sucesivos escalones que se le aplican al sistema de control. Este efecto no se apreciaba en el otro caso dado que la señal que ingresaba al control presentaba variaciones mucho más suaves (señal filtrada).

De todas formas vale aclarar que la señal de entrada filtrada al controlador representa una solución mucho más práctica y realista y es la que se suele utilizar [3].

14.5. Conclusiones

El objetivo del presente capítulo consistía en realizar pruebas sobre el simulador desarrollado en situaciones reales de funcionamiento de un aerogenerador, es decir con entradas de viento reales. Para esto fue necesario primero trabajar con series de vientos reales para acondicionar las mismas, por lo que se realizó una breve mención sobre como generar una serie de vientos aleatorios a partir de conocer la distribución de Weibull en determinado emplazamiento, sin embargo se vio que la serie así generada no se corresponde con una serie real de vientos ya que no respeta la *historia* del mismo.

Luego se procedió a trabajar con las series reales de forma de obtener una entrada tratada de alguna manera que sea representativa del viento real para usarla como entrada al

sistema de control, ya que no tiene sentido usar como entrada del sistema de control el viento real. Para esto se utilizaron dos estrategias, la primera y más simple fue la de promediar el viento en una ventana de tiempos de 5 minutos, obteniendo así una entrada de vientos escalonada pero siguiendo esta una serie real de vientos. La segunda estrategia fue la de filtrar el viento utilizando un filtro pasabajos diseñado mediante un filtro digital de Butterworth.

Finalmente se presentaron las pruebas realizadas y los resultados obtenidos tanto pasando como entradas al controlador las señales de viento filtradas como las señales de viento promediadas y se observaron algunas magnitudes de interés como los son la velocidad angular del generador, el par del generador, la potencia mecánica y el ángulo de pitch, analizando los resultados obtenidos.

Capítulo 15

Conclusiones Generales

15.1. Introducción

En este capítulo final se hace un recorrido sobre los aspectos más importantes estudiados a lo largo de este trabajo. El capítulo se divide en diferentes secciones que en orden cronológico van destacando las conclusiones y resultados principales que han sido extraídos en el transcurso del proyecto en cuestión. Llegando al final, se hace una mención sobre el trabajo a futuro que podría complementar el estudio realizado así como también una breve evaluación de la gestión de proyecto realizada por este grupo.

15.2. Investigación realizada

Una de las etapas más importantes de este proyecto fue la de investigación, la cual transcurrió sobre diversos aspectos. Por un lado se estudió en profundidad el estado del arte de la generación eólica y la evolución histórica que la misma ha venido teniendo. Por otro lado se investigó acerca de estrategias de control de aerogeneradores. Sobre lo primero la información encontrada fue vasta y en los primeros capítulos de este proyecto se vierte parte de la información estudiada, en cuanto al estudio de estrategias de control no se tuvo la misma suerte y la mayor parte del trabajo desarrollado en este proyecto han sido aportes propios del grupo. En esta sección se hace un breve resumen sobre la investigación documentada en dichos primeros capítulos de este trabajo.

En primera instancia se presentaron las tendencias en el mundo con respecto a este tipo de generación, las distintas tecnologías y topologías que se encuentran hoy en día. Por otro lado se realizó una comparación de las distintas tecnologías para poder discernir cuál es la mejor opción para la generación de energía eólica según sea el caso.

Luego se realizó un estudio de las distintas configuraciones que se han implementado a lo largo de la historia, donde se apreció notablemente cómo han mejorado y se han desarrollado las mismas, aprovechando cada vez más la energía cinética disponible en el viento. Estas configuraciones estudiadas tienen como cometido principal el control de velocidad del generador.

A su vez se estudiaron diversos aspectos relacionados a la conversión de la energía

cinética disponible en el viento en energía mecánica útil para luego convertirla finalmente en energía eléctrica. Este estudio se centró en el comportamiento del viento para poder cuantificarlo de alguna manera. Para ello se estudiaron las fuentes de viento, las influencias de las variaciones atmosféricas, y los factores de forma y de escala con el cometido de emplazar la turbina eólica en el lugar más propicio para la generación de energía eléctrica. Como complemento a este estudio se presentaron distintos tipos de turbinas eólicas junto con las ventajas y desventajas de las mismas. A su vez se estudió como se comporta una turbina desde el punto de vista aerodinámico, lo que incluye un estudio de las fuerzas que se presentan en las palas de una turbina, fuerzas que permiten, gracias al perfil de las palas, realizar la conversión de energía cinética del viento en energía mecánica en el rotor del aerogenerador.

Por último se realizó una investigación sobre todos los aspectos constructivos de un aerogenerador, lo que incluyó una presentación de todos los principales elementos que lo conforman. Básicamente se ha expuesto una breve explicación del funcionamiento de los elementos de un aerogenerador, que en su totalidad forman un sistema complejo capaz de verter energía eléctrica a la red.

15.3. Modelado

En cuanto al modelado lo que se realizó fue una separación en bloques del sistema y se halló un modelo matemático de cada uno de los mismos para posteriormente realizar su correspondiente implementación. Los bloques modelados fueron los siguientes:

- **Turbina eólica:** este bloque corresponde a aquel que calcula cual es el par ejercido por la turbina, teniendo en cuenta un determinado viento a la entrada de la misma, la velocidad angular de la turbina y el ángulo de pitch. La lógica utilizada corresponde a tener en cuenta los resultados teóricos sobre la potencia extraída del viento, expresión afectada por el coeficiente de potencia cuyo cálculo es realizado dentro del bloque.
- **Máquina de inducción:** la complejidad del modelado de la máquina fue avanzando con el transcurso del proyecto, inicialmente para las primeras estrategias de control estudiadas, este bloque simplemente consistía en la expresión del par a partir de la potencia rotórica. Posteriormente se modeló la máquina como un cuadripolo para poder acceder a valores de corriente y tensión de la misma, de forma tal de poder realizar pruebas que consistían por ejemplo en limitar la corriente, o evaluar el efecto frente a huecos de tensión en la red.
- **Engranaje mecánico:** Es la parte central de la dinámica del sistema, el engranaje se modeló como dos masas unidas por un resorte de torsión con cierta viscosidad, a través de una caja multiplicadora. Planteando la segunda cardinal tanto en el eje de baja velocidad como en el de alta se llegó a la representación en variables de estado. Finalmente utilizando la relación de velocidades brindada por la caja multiplicadora todas las variables se representaron del lado del generador.
- **Controlador:** este bloque fue variando según el caso de estudio. Los casos se mencionan en detalle en la siguiente sección.

- **Bloques Auxiliares:** entre los bloques auxiliares aparecen el *Soft Starter*, la referencia de velocidades (utilizada para el seguimiento del punto óptimo), y el mecanismo de *Anti wind up*.

15.4. Control del sistema

El objetivo de este sistema es controlar la velocidad angular del generador y de la turbina y de esta manera poder controlar la potencia generada que es la variable de interés.

El procedimiento seguido para el diseño de los controladores fue el siguiente:

1. Linealización del sistema.
2. Estudio del lugar de las raíces.
3. Análisis de las respuestas al escalón del sistema linealizado.
4. Análisis de las respuestas al escalón del sistema simulado.
5. Validación de los modelos (Sistema linealizados vs. Sistema Simulado)

Los distintos controles sobre los que se trabajó son los que se detallan a continuación:

- **Control de potencia rotórica.**
- **Control de Par.**
- **Control de Par-Corriente.**
- **Control de Pitch.**

15.4.1. Control de potencia rotórica

Esta estrategia de control fue la primera que se desarrolló. Se evaluó el comportamiento del controlador para la zona de velocidades bajas, es decir para el seguimiento del punto óptimo del sistema. Dicho controlador recibe como entrada el error de velocidades dado por la diferencia entre la velocidad de la turbina (ω_t) y la velocidad de referencia dada por el óptimo del coeficiente de potencia de la turbina ($\lambda_{opt} = \frac{\omega_{ref} R}{v}$). El controlador tiene como salida la potencia rotórica (P_2) que se debe inyectar o extraer del rotor de la máquina de forma tal de tener el par requerido para llevar al sistema al punto buscado.

15.4.2. Control de Par

Este controlador recibe como entrada el mismo error que en el caso anterior, pero a su salida determina el par que debe ejercer el generador. Este controlador actúa en las denominadas zonas de velocidades bajas e intermedias. En la zona de velocidades bajas se realiza un seguimiento del punto óptimo del sistema tal como en el caso anterior. En la zona de velocidades intermedias el controlador tiene como objetivo mantener la velocidad de la máquina constante e igual a la nominal (ω_{nom}). Para realizar esta acción se satura la referencia de velocidad, en la

velocidad nominal de la máquina. En este caso se utilizaron dos controladores distintos los cuales son elegidos en función de la zona de trabajo. El desempeño del controlador fue satisfactorio para todo el rango de velocidades de interés.

15.4.3. Control de Par-Corriente

El principio de funcionamiento de este controlador es análogo al del **Control de Par**. Presenta la diferencia de que calcula la corriente que debe entregar el convertidor electrónico del lado del rotor (corriente rotórica). En función de dicha corriente, se evalúa si el convertidor es capaz de manejar dicha magnitud y en caso de no poder se recalcula el par del generador teniendo en cuenta las limitaciones de corriente impuestas por el convertidor.

15.4.4. Control de Pitch

Este controlador se diseñó para la zona de velocidades de viento altas. El objetivo del mismo es mantener la velocidad y el par del generador constantes e iguales a los valores nominales. En estas condiciones la máquina se encuentra entregando su potencia nominal. El controlador recibe como entrada el error dado por la velocidad nominal del generador (vista del lado de la turbina) y la velocidad de la turbina. Tiene como salida el ángulo de pitch de referencia que se le pasa al servomecanismo de posicionamiento de las palas de la turbina de forma tal de reducir el par de la turbina y poder mantener la velocidad en su valor nominal. La necesidad de este control surge de la imposibilidad del generador de ejercer un par resistente superior al nominal. En este caso es que sin el control de pitch no se podría limitar la velocidad del sistema.

15.5. Plataforma de simulación

Luego de realizado el modelado del sistema y hallados los parámetros de los controladores a utilizar para cada una de las situaciones de funcionamiento, se procedió a implementar cada uno de los bloques mencionados en el ambiente Simulink de MatLab. A medida que se fue ahondando en el proyecto y buscando relevar diversos comportamientos del sistema, dicha plataforma de simulación fue creciendo. En los capítulos 13 y 14 se presentaron las principales simulaciones de interés, que tratan de abarcar de mejor manera todo el funcionamiento del sistema y el relevamiento de las principales variables del mismo. De cualquier manera la plataforma de simulación en cuestión, es uno de los productos finales de este proyecto quedando disponible para poder realizar futuras simulaciones que se considerasen apropiadas.

15.5.1. Simulaciones realizadas

A modo de resumen, se enumeran a continuación las principales simulaciones realizadas y presentadas en este trabajo.

- Respuesta escalón del sistema para velocidades entre 3 m/s y 8 m/s .
- Respuesta escalón del sistema para velocidades entre 8 m/s y 13 m/s .
- Respuesta escalón del sistema para velocidades entre 13 m/s y 18 m/s .

- Respuesta del sistema frente a huecos de tensión.
- Respuesta del sistema frente a entradas de viento real.

En cada una de estas simulaciones se relevó el comportamiento de las variables de interés del sistema: velocidad angular de la turbina, velocidad angular del generador, par ejercido por el generador, potencia mecánica, magnitudes eléctricas de la máquina, entre otras.

15.6. Trabajo a futuro y líneas de investigación relacionadas

Se puede decir que en el debe han quedado importantes estudios como por ejemplo, el estudio de transitorios de las máquinas, aunque vale aclarar que el mismo no se encontraba dentro del alcance ni de los objetivos de este proyecto. Por este motivo se ha iniciado otro proyecto de fin de carrera en la Facultad de Ingeniería de la Udelar, con el objetivo de complementar el trabajo realizado por este grupo. A continuación se realizará una breve explicación de cuales van a ser, en primera instancia, los estudios que se realizarán en este nuevo proyecto de grado. Por otro lado existen otros trabajos a futuro que podrían complementar el presente trabajo en cuestión, que también son mencionados.

15.6.1. Proyecto TransGEO

Básicamente este nuevo proyecto denominado *TransGEO*, apunta a generar un conjunto de herramientas de cálculo útiles para la futura implantación de parques eólicos, así como la mejora de los existentes, haciendo especial hincapié en el estudio de los fenómenos transitorios dados por la interacción con la red de transmisión eléctrica. Estos efectos transitorios pueden ser provocados, por ejemplo, por una falta en un punto de la red cercano al generador, ya que esta falta provocaría una caída de tensión, imposibilitando así verter energía eléctrica a la red, lo que conlleva con si mismo la necesidad de controlar el aerogenerador para que el mismo no se dañe en el corto plazo.

15.6.2. Otros posibles estudios

La mejora de la plataforma de simulación realizada en Simulink, creando por ejemplo, una interfaz para que cualquier usuario pueda realizar una simulación del sistema con distintas entradas sin necesidad de un profundo conocimiento del simulador, ya que la complejidad del mismo requiere un cierto tiempo de adaptación para realizar una simulación con cierto criterio.

Otra tarea que puede complementar este proyecto, es la realización de un control de *Potencia Constante* en todo el rango en que estos generadores asíncronos lo permiten, el cual oscila entre un treinta por ciento por debajo y por encima de la velocidad de sincronismo, ya que el presente trabajo sólo se controla que la potencia sea constante cuando la máquina se encuentra operando a velocidades altas y a su potencia nominal.

Por otro lado una tarea que no se ha realizado, fue la implementación de un prototipo de laboratorio, ya que la misma demandaría un tiempo demasiado largo, y costos elevados debido a la necesidad de adquirir un generador, un motor de arrastre para emular la turbina eólica, y toda la interfaz y elementos de control para implementar las estrategias de control

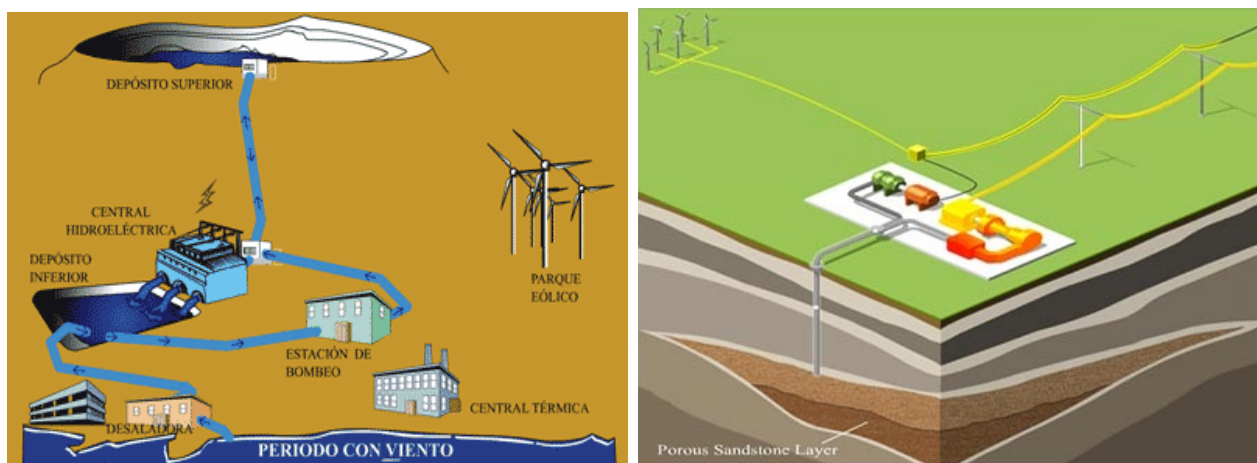
realizadas en este trabajo.

Por último quedó en el debe la realización de un control sobre la torsión en el eje de transmisión de la turbina, ya que sólo se realizó un estudio del mismo bajo distintas condiciones de operación del aerogenerador, nuevamente cabe destacar que este estudio tampoco se encontraba dentro del alcance de este proyecto. Este control a la hora de diseñar un aerogenerador cumple una función muy importante ya que es el encargado de proteger un elemento vital como lo es el eje, encargado de transmitir la energía de la turbina eólica al rotor del generador. De cualquier manera, cabe destacar que en el Apéndice J se realiza una muy somera introducción teórica al tema.

15.6.3. Otras líneas de investigación

Si bien la energía eólica tiene muchas ventajas en cuanto a que es una fuente de energía renovable y limpia, presenta como contrapartida que no es una fuente de energía firme y sólo se dispone de ella en los momentos en que el viento se encuentra dentro de un determinado margen de velocidades. Es decir, los parques eólicos no generan energía cuando hay vientos muy bajos o muy altos. Otro problema que se puede buscar solucionar es que en la noche los vientos son mayores que en el día, pero sin embargo la demanda de energía es menor. Es por esto que se plantean algunas alternativas para mitigar estos problemas.

La primer alternativa que se deja planteada para investigar a futuro es la de almacenar agua en embalses en puntos altos cercanos a los parques eólicos, de manera que si en algún momento el viento cesa o es muy alto y el parque se queda sin la capacidad de entregar energía a la red se pueda aprovechar el agua almacenada, turbinándola en pequeñas centrales hidroeléctricas que abastecerían al sistema eléctrico en dicha situación. Como complemento de la solución a los problemas planteados, se puede aprovechar la energía excedente durante la noche para bombear el agua nuevamente hasta el embalse. En la fig. 15.1 (a), se presenta un esquema de esta alternativa mencionada [38].



(a) Almacenamiento de agua en embalses en puntos altos (b) Almacenamiento de aire comprimido en suelos porosos.

Figura 15.1: Sistemas combinados con el uso de energía eólica [38].

Otra idea posible de ser investigada es aprovechar los momentos que hay un exceso de producción de energía eléctrica y bombear aire con soplantes en suelos porosos, donde quedaría aprisionado de forma similar que en los suelos con yacimientos de gas natural. Entonces, cuando el recurso natural del viento no es suficiente, se activan generadores eléctricos alimentados por algún combustible fósil o gas natural, pero cuya combustión se ve modificada y mejorada, ayudada por el aire comprimido procedente del suelo, según algunos investigadores este sistema puede suponer un ahorro de hasta el 50 % del combustible requerido. En la fig. 15.1 (b), se aprecia un esquema de este sistema [38].

Por último se podría investigar acerca del desarrollo de los autos eléctricos, los cuales también ayudarían a disminuir las emisiones de carbono pero además con los mismos se podría aprovechar el excedente de energía eólica por las noches, utilizándola para cargar los mismos. A su vez podrían officiar de generadores conectados a la red cuando no hay viento.

15.7. Gestión del proyecto

Originalmente, tal como fue mencionado anteriormente, el alcance del proyecto era bastante mayor que el que finalmente fue llevado a cabo. Habiendo dejado de lado la implementación del prototipo de laboratorio. Esto se debió básicamente a haber subestimado algunos de los tiempos necesarios para avanzar en las primeras etapas del proyecto, debido al desconocimiento del trabajo necesario a llevar a cabo. Actualmente se puede afirmar que haber realizado el proyecto planteado en primera instancia hubiera llevado más de dos años en su ejecución. Es por eso que se considera que el replanteo del proyecto fue algo necesario y no una solución de emergencia.

En cuanto a la dedicación del grupo se puede decir que se mantuvo un ritmo de trabajo continuo en el transcurso del proyecto, que conformó a todos los integrantes del grupo. En particular se debe remarcar que el cálculo de dedicación horaria realizado en un principio fue superado ampliamente, incluso teniendo en cuenta la trayectoria crítica estimada.

Por último, es menester destacar que si bien el trabajo realizado difiere de aquel propuesto inicialmente, se lograron los objetivos pautados en el replanteo y se obtuvo un producto final que a criterio del grupo es más que satisfactorio.

15.8. Comentarios finales

Este es el primer proyecto de grado en el IIE de la Facultad de Ingeniería sobre generación eólica. La energía eólica se muestra apareciendo cada vez más fuerte como una alternativa para la diversificación de la matriz energética dentro del Uruguay, y firme a nivel mundial dentro de las apuestas por energías renovables para bajar las emisiones de carbono a la atmósfera. Es a este respecto que es importante comenzar a estudiar este tema para poder generar en nuestro país el *know how* necesario. Este trabajo sienta las bases sobre el estado del arte de la generación eólica y profundiza sobre diversas estrategias de control sobre máquinas basadas en DFIG, las cuales ocupan la mayoría del mercado eólico actual. Era objetivo de este grupo generar un material de consulta sobre estos temas para aquellos que comiencen a enfrentarse con los mismos, así como también un Software de simulación que sirva de punto de partida para

el estudio del comportamiento dinámico de un generador eólico en una configuración DFIG. A juicio grupal dichos objetivos se consideran cumplidos en su totalidad.

Apéndice A

Definición de la simbología utilizada

Parámetros y variables - Alfabeto

α	Ángulo de disparo de los tiristores.
β	Ángulo de pitch ($^{\circ}$).
β_{ref}	Ángulo de pitch de referencia ($^{\circ}$).
γ	Parámetro proporcional del controlador <i>PI</i> de pitch.
$\gamma(n)$	Factor de corrección usado para el armónico n de la corriente del rotor I_r .
δ	Ciclo de trabajo. ($\delta = \frac{t_{on}}{T}$).
δ_g	Posición angular del eje del generador en (<i>rad</i>).
δ_t	Posición angular del eje de la turbina en (<i>rad</i>).
ζ	Coefficiente de rugosidad de superficie.
η	Rendimiento.
θ	Ángulo de torsión del eje $\theta = \delta_t^{(g)} - \delta_g$ (<i>rad</i>).
λ	Según contexto 1 - Coeficiente de velocidad específica. 2 - Parámetro integral del controlador <i>PI</i> del pitch.
λ_{opt}	Coeficiente de velocidad específica óptima.
ξ	Posición angular de la pala en (<i>rad</i>).
μ	Permeabilidad magnética del hierro.
ρ	Densidad del aire.
τ	Contante de tiempo según corresponda.
ψ	Ángulo de alineación de la maquina con respecto al viento.
Ω	Velocidad angular de la aeroturbina en <i>rad/s</i> .
Ω_{opt}	Velocidad angular de la aeroturbina de máxima potencia en <i>rad/s</i> .
ω_e	Frecuencia eléctrica en <i>rad/s</i> .
ω_g	Velocidad angular a la salida de la caja multiplicadora en <i>rad/s</i> .
$\bar{\omega}_g$	Punto de equilibrio de la velocidad angular del generador en <i>rad/s</i> .
$\hat{\omega}_g$	Apartamiento de la velocidad angular a la salida de la caja multiplicadora en <i>rad/s</i> .
ω_{nom}	Velocidad angular nominal según corresponda <i>rad/s</i> .
ω_{ref}	Velocidad angular de referencia en <i>rad/s</i> .
ω_s	Velocidad de sincronismo en <i>rad/s</i> .
ω_t	Velocidad angular de la turbina en <i>rad/s</i> .

$\bar{\omega}_t$	Punto de equilibrio de la velocidad angular de la turbina en rad/s .
$\hat{\omega}_t$	Apartamiento de la velocidad angular de la turbina en rad/s .

Parámetros y variables - Abecedario

$A_{turbina}$	Area de barrido de las palas (m^2).
a	Según contexto 1 - Relación de velocidades de la caja multiplicadora. ($a = \frac{\omega_g}{\omega_t}$). 2 - Coeficiente de velocidad inducida.
b	Longitud del perfil de la pala (m).
C	Según contexto 1 - Variable asociada al par mecánico según corresponda (Nm). 2 - Factor de escala.
c_1	Coeficiente utilizado para el desarrollo de la expresión del C_p .
c_2	Coeficiente utilizado para el desarrollo de la expresión del C_p .
c_3	Coeficiente utilizado para el desarrollo de la expresión del C_p .
c_4	Coeficiente utilizado para el desarrollo de la expresión del C_p .
c_5	Coeficiente utilizado para el desarrollo de la expresión del C_p .
c_6	Coeficiente utilizado para el desarrollo de la expresión del C_p .
C_d	Condensador para mantener constante la tensión en el bus de continua (F).
C_q	Coeficiente de par.
C_p	Coeficiente de potencia.
C_T	Coeficiente de fuerza de empuje.
C_R	Par resistente (Nm).
D_G	Coeficiente de amortiguamiento del generador (Nms/rad).
D_W	Coeficiente de amortiguamiento de la turbina (Nms/rad).
D_{WG}	Coeficiente de amortiguamiento del eje de transmisión (Nms/rad).
E_1	Tension inducida en el estator (V).
E_R	Tension inducida en el rotor (V).
E_{R0}	Tension inducida en el rotor, en condición de rotor bloqueado (V).
e	Error, entrada al controlador. ($e = \omega_{ref} - \omega_t$).
F	Parámetro de fuerza (N).
f	Frecuencia (Hz)
f_D	Fuerza de empuje (N).
f_L	Fuerza de sustentación (N).
f_r	Fuerza en la dirección del plano de rotación (N).
f_T	Fuerza en la dirección perpendicular al plano de rotación (N).
f	Parámetro de función genérica.
g	Constante de gravedad (m/s^2).
$G(s)$	Transferencia del servo-mecanismo del pitch.
h	Altura de la torre (m).
$H(s)$	Representa la transferencia del sistema según corresponda.
h_r	Altura del elemento de pala $h_r = h - \cos(\xi)$.
I_2	Corriente del rotor vista desde el estator (A).
I_E	Corriente estator en (A).

I_M	Corriente magnetizante (A).
I_d	Corriente de salida del puente rectificador o convertidor según corresponda (A).
I_s	Corriente del estator (A).
I_r	Corriente del rotor (A).
I_{reff}	Corriente rotórica en valor eficaz (A).
I_{rf}	Corriente rotórica asociada a su fundamental (A).
J	Momento de Inercia (kgm^2).
J_g	Inercia de la caja multiplicado (kgm^2).
J_t	Inercia de la turbina (kgm^2).
L_d	Inductancia del bus de continua utilizada para alisar corriente I_d (Hy).
L_R	Inductancia de linea.(fase R)(Hy).
K	Coefficiente de rigidez torsional (Nm/rad).
k	Según contexto 1 - Coeficiente de rugosidad de las palas. 2 - Factor de forma.
K_1	Constante integral del controlador PI .
K_2	Constante de proporcionalidad del controlador PI .
K_{WG}	Coefficiente de rigidez torsional del eje de transmisión (Nm/rad).
m	Masa (Kg).
n_1	Cantidad de vueltas del bobinado del estator.
n_2	Cantidad de vueltas del bobinado del rotor.
N_E	Cantidad de vueltas del bobinado del estator.
N_R	Cantidad de vueltas del bobinado del rotor.
n	Velocidad de giro en (rpm).
P_0	Potencia asociada a las pérdidas de vacío (kW).
P_2	Potencia a la salida del rotor (kW).
\bar{P}_2	Punto de equilibrio de la potencia a la salida del rotor (kW).
\hat{P}_2	Apartamiento de la potencia a la salida del rotor (kW).
P_{AC}	Potencia asociada a las pérdidas AC (kW).
P_{DC}	Potencia asociada a las pérdidas DC (kW).
P_{cu}	Potencia asociada a las perdida <i>Joule</i> (kW).
P_e	Potencia intercambiada entre el rotor y la red (kW).
P_g	Potencia en el entrehierro (<i>gap</i>) (kW).
P_{gen}	Potencia total generada por la maquina de inducción (kW).
P_{JE}	Potencia asociada a las perdida <i>Joule</i> referidas al estator (kW).
P_{JR}	Potencia asociada a las perdida <i>Joule</i> referidas al rotor (kW).
P_{LC}	Potencia asociada a las perdida de núcleo (kW).
P_m	Potencia mecánica en el eje de la maquina de inducción (kW).
P_{mec}	Potencia mecánica en el eje de la maquina de inducción (kW).
$P_{perdidasmec}$	Potencia asociada a la pérdidas mecánicas en el eje (kW).
P_s	Potencia del estator (kW).
P_{rl}	Potencia asociada a las pérdidas totales del rotor (kW).
P_{util}	Potencia útil en el eje (kW).
p	Pares de polos de la maquina de inducción.
$p_{turbina+}$	Presión adelante de la turbina.
$p_{turbina-}$	Presión detrás de la turbina.
R	Según contexto 1 - Parámetro de resistencia.

2 - Radio de eje de sección circular.

R_2	Resistencia del rotor R_R pasada al estator (Ω).
R_C	Resistencia asociada a las pérdidas del núcleo (Ω).
R_d	Resistencia del bus de continua (Ω).
R_{equiv}	Resistencia equivalente (Ω).
R_m	Resistencia total del lado de continua (Ω).
R_s	Resistencia asociada al bobinado del estator (Ω).
R'_s	Resistencia asociada al bobinado del estator vista del rotor (Ω).
R_r	Resistencia asociada al bobinado del rotor (Ω).
R_X	Resistencia adicional asociada al consumo de potencia armónica (Ω).
r	Relación de vueltas entre los bobinados del estator y del rotor.
s	Según contexto 1 - Deslizamiento de la maquina de inducción. 2 - Variable de Laplace ($\frac{1}{s}$).
s_r	Elemento de pala.
T	Parámetro utilizado para el periodo en segundos.
T_e	Par eléctrico desarrollado por la maquina de inducción (Nm).
T_g	Par de generador (Nm).
T_{nom}	Par nominal del generador (Nm).
\widehat{T}_g	Apartamiento del par de generador.
T_t	Par de la turbina (Nm).
\widehat{T}_t	Apartamiento del par de la turbina.
t	Variable utilizada para el tiempo (s).
t_{on}	Tiempo de conducción de la llave (s).
V	Variable asociada a la tensión (V).
V_d	Tensión del bus de continua (V).
V_{hub}	Velocidad del viento a la altura del buje (m/s).
V_m	Velocidad media del viento (m/s).
V_s	Tensión del estator de la MI (V).
V'_s	Tensión del estator de la MI, vista desde el rotor (V).
v	Velocidad del viento en (m/s).
\bar{v}	Punto de equilibrio de la velocidad del viento (m/s).
\widehat{v}	Apartamiento de la velocidad del viento (m/s).
v_{nom}	Velocidad del viento a la cual el sistema esta trabajando a su potencia nominal (m/s).
U_1	Tensión en bornes del generador (V).
X_1	Reactancia debido a la inductancia de fugas del estator (Ω).
X_m	Reactancia magnetizable asociadas a fugas (Ω).
X_r	Reactancia debido a la inductancia de fugas del rotor (Ω).
X_{rl}	Reactancia debido a la inductancia de fugas del rotor (Ω).
X_s	Reactancia debido a la inductancia de fugas del estator (Ω).
X'_s	Reactancia debido a la inductancia de fugas del estator, vista desde el rotor (Ω).
X_R	Reactancia debido a la inductancia de fugas del rotor (Ω).
z	Altura por encima del suelo (m).
z_0	Largo de rugosidad en (mm).
z_{ref}	Altura de referencia (m).

Unidades utilizadas

$^\circ$	Grado. Medida de ángulo.
Ω	Ohmio. Medida de resistencia.
A	Ampere. Medida de intensidad de corriente.
F	Faradio. Medida de capacidad.
g	Gramo. Medida de cantidad masa.
Hy	Henry. Medida de inductancia.
Hz	Hertz. Medida de frecuencia.
J	Joule. Medida de energía.
m	Metro. Medida de longitud.
m^2	Metro cuadrado. Medida de área.
m^3	Metro cúbico. Medida de volumen.
N	Newton. Medida de fuerza.
rad	Radian. Medida de ángulo.
s	Segundo. Medida de tiempo.
T	Tesla. Medida de intensidad de campo magnético.
V	Voltio. Medida de tensión.
W	Watt. Medida de potencia.
Wb	Webber. Medida de flujo magnético.

Vectores

\vec{B}	Campo magnético.
\vec{U}	Vector de entradas.
\vec{X}	Vector de estados.
\vec{Y}	Vector de salidas.

Matrices

A	Matriz de transición de estados $A \in \mathcal{M}^{3 \times 3}$.
B	Matriz de representación en variables de estado $B \in \mathcal{M}^{3 \times 2}$.
C	Matriz de representación en variables de estado $C \in \mathcal{M}^{2 \times 3}$.
D	Matriz de representación en variables de estado $D \in \mathcal{M}^{2 \times 2}$.

Apéndice B

Acrónimos Utilizados

- ◇ AC - *Alternating Current*.
- ◇ BID - Banco interamericano de desarrollo.
- ◇ CC - Corriente continua.
- ◇ CL - *Close Loop*.
- ◇ CONICYT - Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica.
- ◇ DC - *Direct Current*.
- ◇ DFIG - *Doubly Feed Induction Generator*.
- ◇ GJA - Generador de Jaula de Ardilla.
- ◇ GRB - Generador de Rotor Bobinado.
- ◇ HVDC - *High Voltage Direct Current*.
- ◇ IEA - *International Energy Agency*.
- ◇ IIE - Instituto de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- ◇ IMFIA - Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental *Prof. Ing. Oscar Maggiolo*
- ◇ INV - Inversor
- ◇ MI - Máquina de Inducción.
- ◇ MIEM - Ministerio de Industria, Energía y Minería .
- ◇ NaN - *Not a Number*.
- ◇ OL - *Open Loop*.
- ◇ PE - *Power Electronics*
- ◇ PI - Proporcional Integral.

- ◇ PMSG - *Permanent Magnet Synchronic Generator.*
- ◇ PLL - *Phase Loop Locked.*
- ◇ PWM - *Pulse width modulation.*
- ◇ RPM o *rpm* - Revoluciones por minuto.
- ◇ SCIG - *Squirrel Cage Induction Generator.*
- ◇ SUC - *Set Up Chopper.*
- ◇ Udelar - Universidad de la República.
- ◇ UTE - Usinas y Transmisiones Eléctricas
- ◇ VSI - *Voltage Source Inverter.*

Apéndice C

Linealizaciones Realizadas

C.1. Linealización del par del generador T_g :

La ecuación que determina el par del generador se puede expresar en función de la velocidad del generador (ω_g) y de la potencia rotórica (P_2) de la siguiente forma:

$$T_g = P \frac{P_2}{\omega_s - \omega_g} \quad (\text{C.1})$$

Considerando pequeños desplazamientos entorno a un punto de equilibrio (P_{2o}, ω_{go}) es posible obtener una aproximación lineal del par del generador entorno al punto de equilibrio en cuestión de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\hat{T}_g = \frac{\partial T_g}{\partial \omega_g} \hat{\omega}_g + \frac{\partial T_g}{\partial P_2} \hat{P}_2 \quad (\text{C.2})$$

donde ⁽¹⁾:

$$\hat{T}_g = T_g - T_{go} \quad (\text{C.3})$$

$$\hat{\omega}_g = \omega_g - \omega_{go} \quad (\text{C.4})$$

$$\hat{P}_2 = P_2 - P_{2o} \quad (\text{C.5})$$

Por otra parte realizando las derivadas que aparecen en la ecuación C.2 se obtienen los siguientes resultados:

• **Derivada con respecto a ω_g :**

$$\frac{\partial T_g}{\partial \omega_g} = P \frac{P_2}{(\omega_s - \omega_g)^2} \quad (\text{C.6})$$

⁽¹⁾El supraíndice (^) indica apartamiento respecto a la posición de equilibrio.

• Derivada con respecto a P_2 :

$$\frac{\partial T_g}{\partial P_2} = P \frac{1}{\omega_s - \omega_g} \quad (\text{C.7})$$

Evaluando las derivadas expresadas en C.8 y C.7 en un punto de equilibrio genérico y sustituyendo en C.1 se obtiene la siguiente expresión de \hat{T}_g :

$$\hat{T}_g = P \left[\frac{P_{2o}}{(\omega_s - \omega_{go})^2} \hat{\omega}_g + \frac{1}{\omega_s - \omega_{go}} \hat{P}_2 \right] \quad (\text{C.8})$$

C.2. Linealización del par de la turbina T_t :

La potencia mecánica extraída del viento que incide sobre un rotor (o turbina) cuya área de barrido es $A^{(2)}$ (m^2), responde a la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (\text{C.9})$$

donde $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia. En este análisis el modelo adoptado para el coeficiente de potencia es el que se detalla a continuación:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (\text{C.10})$$

con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (\text{C.11})$$

Los valores de las constantes c_1, c_2, c_3, c_4, c_5 y c_6 determinan el modelo de la turbina y no serán de interés en esta sección. Por otra parte el ángulo de pitch β a los efectos de este análisis será considerado como constante dado que no representa una variable de control en el rango de velocidades de viento en el cual serán utilizadas estas linealizaciones⁽³⁾.

El par de la turbina es el cociente entre la potencia mecánica expresada en C.9 y la velocidad ω_t obteniéndose:

$$T_t = \frac{1}{\omega_t} \left[\frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \right] \quad (\text{C.12})$$

Considerando pequeños desplazamientos entorno a un punto de equilibrio (v_o, ω_{to}) es posible obtener una aproximación lineal del par de la turbina entorno al punto de equilibrio en cuestión de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\hat{T}_t = \frac{\partial T_t}{\partial \omega_t} \hat{\omega}_t + \frac{\partial T_t}{\partial v} \hat{v} \quad (\text{C.13})$$

⁽²⁾ Área de barrido: $A = \pi R^2$ siendo R la longitud de las palas.

⁽³⁾ El control sobre el ángulo β actúa en un rango de velocidades distinto al de actuación del controlador que se pretende diseñar mediante las linealizaciones realizadas.

donde:

$$\hat{T}_t = T_t - T_{to} \quad (C.14)$$

$$\hat{\omega}_t = \omega_t - \omega_{to} \quad (C.15)$$

$$\hat{v} = v - v_o \quad (C.16)$$

Por otra parte realizando las derivadas que aparecen en C.13 se obtienen los siguientes resultados:

• **Derivada con respecto a v :**

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_t}{\partial v} = & R^3 v c_6 \pi \rho - R^2 v^2 c_1 \pi \rho e^{c_5 \frac{7}{200(\beta^3+1)} - \frac{25vc_5}{25R\omega_t+2v\beta}} \left(\frac{1}{400\omega_t(\beta^3+1)(25R\omega_t+2v\beta)^3} \right) \times \\ & \times (46875R^3\omega_t^3(7c_2+200(\beta^3+1)(c_3\beta+c_4)) - 625R^2v\omega_t^2(c_2(175c_5+2(10000\beta^3-63\beta+10000)) \\ & + 200(\beta^3+1)(25c_5-18\beta)(c_3\beta+c_4)) + 50Rv^2\omega_t(c_2(25c_5(2500\beta^3-7\beta+2500) \\ & - 14\beta(2500\beta^3-7\beta-9\beta+2500)) + 200\beta(\beta^3+1)(18\beta-25c_5)(c_3\beta+c_4)) \\ & + 24v^3\beta^2(200\beta(\beta^3+1)(c_3\beta+c_4) - c_2(2500\beta^3-7\beta+2500))) \end{aligned} \quad (C.17)$$

• **Derivada con respecto a ω_t :**

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_t}{\partial \omega_t} = & \left[\frac{R^2 v^3 c_1 c_4 \pi \rho e^{c_5 \frac{7R\omega_t-200v}{200R\omega_t}}}{2\omega_t^2} \right] - \frac{1}{2\omega_t^2} \left(R^2 v^3 \pi \rho \left(\left[\frac{c_1 c_2 (200v-7R\omega_t)}{200R\omega_t} \right] e^{c_5 \frac{7R\omega_t-200v}{200R\omega_t}} - \right. \right. \\ & \left. \left. \omega_t \left(\left[\frac{c_1 c_2 (200v-7R\omega_t)}{200R\omega_t} \right] e^{c_5 \frac{7R\omega_t-200v}{200R\omega_t}} \left[\frac{vc_5}{R\omega_t^2} \right] + \left[-\frac{vc_1 c_2}{R\omega_t^2} \right] e^{c_5 \frac{7R\omega_t-200v}{200R\omega_t}} - c_1 c_4 \left(e^{c_5 \frac{7R\omega_t-200v}{200R\omega_t}} \left[\frac{vc_5}{R\omega_t^2} \right] \right) \right) \right) \end{aligned} \quad (C.18)$$

Una vez calculadas las derivadas, sólo resta realizar la evaluación de las mismas en un punto de equilibrio y sustituir estos valores en C.13. De esta manera se obtuvo la linealización del par de la turbina.

C.3. Linealizaciones Realizadas para el Control de Pitch

A continuación se presentará la derivada del par de la turbina T_t con respecto al ángulo β . Esta cuenta fue utilizada para realizar la linealización a la hora de hallar la transferencia del sistema linealizado cuando se diseñó el control de pitch.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial T_t}{\partial \beta} = & \left[p v^3 c_1 \rho \cdot e^{\frac{7c_5}{200(\beta^3+1)} - \frac{25vc_5}{25Rw+2v\beta}} (15625R^3\omega^3 (21c_2\beta^2(7c_5 + 200(\beta^3 + 1)) \right. \\
& + 200(\beta^3 + 1)(c_3(21c_5\beta^3 - 200(\beta^6 + 2\beta^3 + 1)) + 21c_4c_5\beta^2)) + 3750R^2 \\
& v\omega^2\beta (200(\beta^3 + 1)(c_3(21c_5\beta^3 - 200(\beta^6 + 2\beta^3 + 1)) + 21c_4c_5\beta^2) \\
& - 7c_2\beta(c_5(2500\beta^3 - 21\beta + 2500) - 600\beta(\beta^3 + 1))) - 100Rv^2\omega (c_2 (7c_5 (17500\beta^6 \\
& - 63\beta^4 + 5000\beta^3 + 2500) + 600\beta(\beta^6 + 2\beta^3 + 1)) + c_4c_5 (2500\beta^6 - \\
& 63\beta^4 + 5000\beta^3 + 2500))) + 8v^3 (c_2(2500\beta^6 - 21\beta^4 + 5000\beta^3 + 2500) \\
& (c_5(2500\beta^3 - 7\beta + 2500) - 200\beta(\beta^3 + 1) (c_3\beta (c_5 (2500\beta^6 - 21\beta^4 + \\
& 5000\beta^3 + 2500) + 200\beta(\beta^6 + 2\beta^3 + 1)) + c_4c_5(2500\beta^6 - 21\beta^4 + 5000\beta^3 + 2500))))] \\
& \cdot [8000\omega(\beta^3 + 1)^3(25Rw + 2v\beta)^3]^{-1}
\end{aligned} \tag{C.19}$$

Evaluando esta expresión en los correspondientes puntos de equilibrio $(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})$ se obtiene el parámetro C de la linealización.

Apéndice D

Teorema II

D.1. Introducción

Para lograr adimensionalizar algunas expresiones durante este trabajo, se recurrió al Teorema II de Buckingham, el cual es el teorema fundamental del análisis dimensional. La utilización de parámetros adimensionales fue introducida por Edgar Buckingham⁽¹⁾ en uno de sus artículos, de ahí el nombre de este teorema.

Este teorema establece que a partir de una ecuación física en la que hay involucradas n variables físicas, si las mismas pueden ser expresadas en términos de k cantidades físicas independientes, entonces la ecuación original es equivalente a una ecuación con $p = n - k$ números adimensionales contruidos a partir de las variables originales.

El teorema proporciona una forma de construcción de los parámetros adimensionales aún cuando la forma de la ecuación no sea conocida. De todas maneras la elección de estos parámetros adimensionales no es única.

Antes de enunciar más formalmente el teorema y demostrarlo, se muestran algunas consideraciones y definiciones a tener en cuenta para poder entender con más detalle el teorema.

D.2. Análisis dimensional

Sea $\{X_i\}$ una magnitud cualquiera, entonces se define como:

- Cantidad de la Magnitud: X_i
- Unidad de la Magnitud $\{X_i\}$: U_i
- Valor numérico de la medida: x_i

a partir de estas definiciones se concluye que $X_i = med(\{X_i\}) = x_i U_i$ es una medida de la magnitud $\{X_i\}$ con $x_i \in \mathfrak{R}^+$.

⁽¹⁾Edgar Buckingham (8 de Julio de 1867 - 29 de Abril de 1940), físico norteamericano, que desarrolló su trabajo en el entorno de la mecánica de los fluidos, la física de los suelos, las propiedades de los gases, la acústica y la radiación de los cuerpos negros. Es conocido por su teorema II en el campo del análisis dimensional. [18]

D.2.1. Definición de dimensión

Si se puede escribir para x_i que $x'_i = (k_1^{a_{i1}} k_2^{a_{i2}} \dots k_j^{a_{ij}} \dots k_n^{a_{in}}) x_i \quad \forall i = 1, \dots, m$, se define como dimensión de $\{X_i\}$ a $\dim\{X_i\} = (a_1, a_2, \dots, a_j, \dots, a_n)$ siendo $k_1, \dots, k_j, \dots, k_n$ positivos arbitrarios y $a_1, a_2, \dots, a_j, \dots, a_n$ reales fijos.

D.2.2. Operaciones con dimensiones de magnitudes

Sean las magnitudes $\{X\}, \{Y\}$ y se definen las siguientes operaciones: $\{X.Y\}, \{X/Y\}$ y $\{X^\beta\}$ con $\beta \in \mathfrak{R}$, entonces se tiene que:

- $\dim\{X.Y\} = \dim\{X\} + \dim\{Y\}$
- $\dim\{X/Y\} = \dim\{X\} - \dim\{Y\}$
- $\dim\{X^\beta\} = \beta \dim\{X\}$

D.2.3. Similitud de orden n

Una similitud de orden n ($n \geq 1$), para una teoría finita, es un conjunto de infinitas transformaciones (cada una de las cuales se denomina similitud particular) de la forma:

$$x_i \longrightarrow x'_i = (k_1^{a_{i1}} k_2^{a_{i2}} \dots k_n^{a_{in}}) x_i \quad \forall i = 1, \dots, m$$

donde k_1, \dots, k_n son reales positivos arbitrarios y (a_{i1}, \dots, a_{in}) son reales fijos para cada $\{X_i\}$ tal que toda similitud particular deja invariante cada ley de la teoría finita.

Resumiendo, si $\mathcal{F}(x_1, \dots, x_i, \dots, x_m) = 0$ es una ley de la teoría, entonces también se cumple que $\mathcal{F}(x'_1, \dots, x'_i, \dots, x'_m) = 0$.

D.2.4. Proposición

Dado $\{\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}\}$, se dice que es un conjunto dimensionalmente independiente (*d.i.*) si y solo si el conjunto $\{\dim\{X_1\}, \dim\{X_2\}, \dots, \dim\{X_p\}\}$ es linealmente independiente (*l.i.*).

Análogamente se cumple para conjuntos dimensionalmente dependientes (*d.d.*).

D.3. Lema

Sean $\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}$ ($1 \leq p \leq m$) magnitudes dimensionalmente independientes y x_1, x_2, \dots, x_p valores numéricos de las medidas de ciertas cantidades de las respectivas magnitudes $\implies \exists$ alguna transformación de similitud (T.S.) tal que: $x'_1 = x'_2 = \dots = x'_p = 1$.

D.4. Teorema II

Sea $\mathcal{F}(x_1, x_2, \dots, x_p, x_{p+1}, \dots, x_m) = 0$ una ley de una teoría finita que admite una similitud de orden n .

Se sabe que el conjunto $\{\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}\}$ es un subconjunto dimensionalmente independiente maximal de $\{\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}, \dots, \{X_m\}\}$ con $1 \leq p \leq m$.

Entonces la ley se puede escribir en forma equivalente como: $\mathcal{G}(\pi_{p+1}, \pi_{p+2}, \dots, \pi_m) = 0$ donde $\pi_{p+1}, \pi_{p+2}, \dots, \pi_m$ son valores numéricos de magnitudes adimensionadas.

Demostración:

$\{\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}, \{X_{p+1}\}\}$ d.d. $\iff \{dim\{X_1\}, dim\{X_2\}, \dots, dim\{X_p\}, dim\{X_{p+1}\}\}$ l.d.

$\iff \exists \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{p+1}$ no todos nulos tales que $\alpha_1 dim\{X_1\} + \dots + \alpha_p dim\{X_p\} + \alpha_{p+1} dim\{X_{p+1}\} = 0$

$$\implies \begin{cases} dim\{X_{p+1}\} = \lambda_1 dim\{X_1\} + \lambda_2 dim\{X_2\} + \dots + \lambda_p dim\{X_p\} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ dim\{X_m\} = \mu_1 dim\{X_1\} + \mu_2 dim\{X_2\} + \dots + \mu_p dim\{X_p\} \end{cases}$$

$$\text{Si ahora se define: } \begin{cases} \{\Pi_{p+1}\} = \left\{ \frac{X_{p+1}}{X_1^{\lambda_1} X_2^{\lambda_2} \dots X_p^{\lambda_p}} \right\} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \{\Pi_m\} = \left\{ \frac{X_m}{X_1^{\mu_1} X_2^{\mu_2} \dots X_p^{\mu_p}} \right\} \end{cases} \quad \text{Magnitudes Adimensionadas}$$

$$\left. \begin{array}{l} \pi_{p+1} = \frac{x_{p+1}}{x_1^{\lambda_1} x_2^{\lambda_2} \dots x_p^{\lambda_p}} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \pi_m = \frac{x_m}{x_1^{\mu_1} x_2^{\mu_2} \dots x_p^{\mu_p}} \end{array} \right\} \implies \mathcal{F}(x_1, x_2, \dots, x_p, \pi_{p+1}(x_1^{\lambda_1} \dots x_p^{\lambda_p}), \dots, \pi_m(x_1^{\mu_1} \dots x_p^{\mu_p})) = 0$$

$$\text{Aplicando la siguiente T.S.: } \left\{ \begin{array}{l} x_1 \rightarrow x'_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ x_m \rightarrow x'_m \end{array} \right\} \implies \mathcal{F}(x'_1, x'_2, \dots, x'_p, x'_{p+1}, \dots, x'_m) = 0$$

$$\implies \mathcal{F}(x'_1, \dots, x'_p, \pi'_{p+1}(x'^{\lambda_1}_1 \dots x'^{\lambda_p}_p), \dots, \pi'_m(x'^{\mu_1}_1 \dots x'^{\mu_p}_p)) = 0$$

A partir del Lema, se sabe que \exists una T.S. tal que $x'_1 = x'_2 = \dots = x'_p = 1$, si además se considera que $\pi'_{p+1} = \pi_{p+1}$, $\pi'_{p+2} = \pi_{p+2}, \dots$, $\pi'_m = \pi_m$

$$\implies \boxed{\mathcal{F}(1, \dots, 1, \pi_{p+1}, \dots, \pi_m = 0 \approx \mathcal{G}(\pi_{p+1}, \dots, \pi_m) = 0}$$

Resumiendo, se tiene que:

$$\left. \begin{array}{l} \mathcal{F}(x_1, x_2, \dots, x_p, x_{p+1}, \dots, x_m) = 0 \\ \{\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}\} \text{ un subconjunto d.i. maximal de } \{\{X_1\}, \{X_2\}, \dots, \{X_p\}, \dots, \{X_m\}\} \end{array} \right\} \implies$$

$\mathcal{F}(x_1, x_2, \dots, x_m) = 0$ es equivalente a $\mathcal{G}(\pi_{p+1}, \dots, \pi_m) = 0$, siendo π_{p+1}, \dots, π_m valores numéricos de magnitudes adimensionadas [19].

Apéndice E

Ley de Betz

E.1. Introducción

Cuanto mayor sea la energía cinética que extraiga un aerogenerador del viento, mayor será la pérdida de velocidad que sufrirá el mismo a la salida de la aeroturbina (parte izquierda de la fig. E.1).



Figura E.1: Tubo de corrientes al atravesar la aeroturbina [22]

Si se intentara extraer toda la energía disponible en el viento, el aire saldría de la turbina con velocidad nula, o sea que no podría abandonar la turbina. En esa situación no se extraería ninguna energía del viento, ya que también se estaría impidiendo la entrada de aire al rotor del aerogenerador. La otra situación extrema se daría si el viento pasara a través del rotor sin perder nada de velocidad. En este caso tampoco se extraería energía del viento.

Se puede asumir entonces que existe alguna manera de frenar el viento que atraviesa a la aeroturbina que se encuentre entremedio de estas dos situaciones extremas, y que sea la más eficiente a la hora de la conversión de la energía disponible en el viento en energía mecánica útil. Resulta entonces que existe una respuesta simple a esto y es que un aerogenerador ideal frenaría al viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial (V_1 de la fig. E.1). Para entender el por qué de esta solución, se debe recurrir a la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores: *Ley de Betz*. [22]

E.2. Ley de Betz

La *Ley de Betz* fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. En su libro *Wind-Energie*, publicado en el año 1926, se puede encontrar buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores. Es sorprendente que se pueda hacer una afirmación general tan tajante que se pueda aplicar a cualquier aerogenerador con un rotor en forma de disco.

La *Ley de Betz* indica que puede convertirse como máximo el $16/27$ (el 59.26 %) de la energía cinética del viento en energía mecánica útil usando un aerogenerador.

A continuación se demostrará esta ley, siguiendo el razonamiento que el propio Betz desarrolló en su libro para explicar la ley. No se hará una demostración exhaustiva del teorema, sino que se seguirá la línea de razonamiento realizada por Betz en una forma ágil para presentar una idea clara y concreta de como se demuestra este teorema. [22]

E.2.1. Demostración

Se considera, lo que es bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, V_1 , y la velocidad del viento luego de atravesar el plano del rotor, V_2 , o sea $(V_1 + V_2)/2$. En el libro anteriormente mencionado, Betz ofrece una demostración de esta consideración.

La masa de la corriente de aire que atraviesa el rotor durante un segundo está dada por:

$$m = \frac{1}{2}\rho A(V_1 + V_2) \quad (\text{E.1})$$

donde m es la masa de aire por segundo, ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor y $(V_1 + V_2)/2$ es la velocidad del viento promedio a través del área del rotor. Por otro lado, la potencia del viento extraída por el rotor, de acuerdo con la segunda ley de Newton, vale:

$$P = \frac{1}{2}m(V_1^2 + V_2^2) \quad (\text{E.2})$$

Si ahora se sustituye en E.2 la masa del aire, m , obtenida en E.1, se llega a la expresión para la potencia extraída del viento E.3.

$$P = \frac{\rho}{4}(V_1^2 + V_2^2)(V_1 + V_2)A \quad (\text{E.3})$$

Si a su vez, se halla la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de una misma área A , sin la acción de ningún rotor que bloquee el viento y se le llama a esta potencia P_0 , se obtiene que:

$$P_0 = \frac{\rho}{2}V_1^3A \quad (\text{E.4})$$

Comparando ahora la potencia que extraemos del viento (ver E.3) y la potencia total del viento sin perturbar (ver E.4), la relación que se encuentra está dada por E.5.

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right) \left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right) \quad (\text{E.5})$$

Luego si se gráfica la relación P/P_0 de la expresión (E.5) en función de V_2/V_1 , se obtiene la curva que se puede apreciar en la fig. E.2

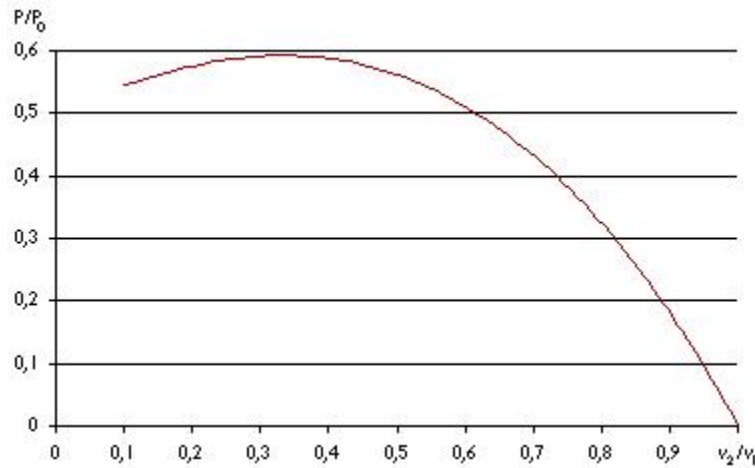


Figura E.2: Curva del ratio P/P_0 en función de V_2/V_1 [22]

De la gráfica de la fig. E.2 se puede ver que la relación P/P_0 alcanza su valor máximo para $V_2/V_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0.5926 ($16/27$) veces la potencia total del viento. [22]

E.2.2. Wind-Energie

Como se mencionó anteriormente, Albert Betz publicó su libro *Wind-Energie* en el año 1926, ver fig. E.3, en el cual se demostraba la Ley de Betz y el cual presentaba mucha de la información que se conocía acerca de la generación eólica hasta el momento.

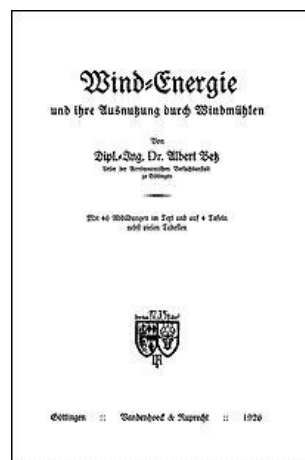


Figura E.3: Carátula del libro publicado por Albert Betz en 1926 [22]

A continuación en la fig. E.4 se muestra simplemente a modo ilustrativo, el fragmento original de la formulación de Betz.

Leistung, welche wir mit einem Windrade von D m Durchmesser bei einer Windgeschwindigkeit v m/sek dem Winde entziehen können, ist demnach

$$L_{\max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} v^3 \cdot \frac{D^2 \pi}{4} \text{ mkg/sek}$$

Figura E.4: Formulación original de la Ley de Betz en alemán [22]

Apéndice F

Aproximación del Coeficiente de Potencia C_p a través de una Función Analítica

Las curvas del coeficiente de potencia C_p en función de λ y β son obtenidas experimentalmente, pero a la hora de realizar el análisis y la eventual linealización es necesario contar con una expresión funcional de forma tal de poder realizar las correspondientes cuentas. En este apéndice se presentan distintas aproximaciones encontradas en la literatura, en particular la utilizada en este trabajo.

Según [9]:

Propone la siguiente expresión para C_p :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda \quad (\text{F.1})$$

siendo

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,008\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (\text{F.2})$$

A continuación se especifican los valores de los coeficientes de la expresión F.1 según [16]:

Constantes del C_p		
$c_1 = 0,5176$	$c_2 = 116$	$c_3 = 0,4$
$c_4 = 5$	$c_5 = 21$	$c_6 = 0,0068$

Las características $C_p - \lambda$, se pueden apreciar en la fig. F.1, para distintos valores del ángulo de pitch β . Vale distinguir que el valor óptimo de C_p es 0.48, el cual se da para un $\lambda = 8,1$, este valor de λ se define como su valor nominal (λ_{nom}). Esta representación corresponde con la elegida para este trabajo.

Según [4]:

Propone expresar el coeficiente de potencia mediante un polinomio de cuarto grado en β con coeficientes dependientes de λ .

$$C_p(\lambda, \beta) = c_0(\lambda) + c_1(\lambda)\beta + c_2(\lambda)\beta^2 + c_3(\lambda)\beta^3 + c_4(\lambda)\beta^4 \quad (\text{F.3})$$

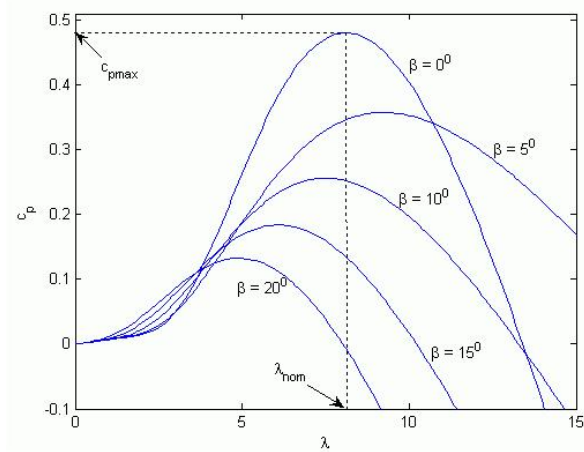


Figura F.1: Característica $C_p - \lambda$ [16]

Los coeficientes de la expresión F.3, se determinan con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 c_0(\lambda) &= a_{0,0} + a_{0,1}\lambda + a_{0,2}\lambda^2 + a_{0,3}\lambda^3 + a_{0,4}\lambda^4 \\
 c_1(\lambda) &= a_{1,0} + a_{1,1}\lambda + a_{1,2}\lambda^2 + a_{1,3}\lambda^3 + a_{1,4}\lambda^4 \\
 c_2(\lambda) &= a_{2,0} + a_{2,1}\lambda + a_{2,2}\lambda^2 + a_{2,3}\lambda^3 + a_{2,4}\lambda^4 \\
 c_3(\lambda) &= a_{3,0} + a_{3,1}\lambda + a_{3,2}\lambda^2 + a_{3,3}\lambda^3 + a_{3,4}\lambda^4 \\
 c_4(\lambda) &= a_{4,0} + a_{4,1}\lambda + a_{4,2}\lambda^2 + a_{4,3}\lambda^3 + a_{4,4}\lambda^4
 \end{aligned}$$

Donde los coeficientes $a_{i,j}$ dependen de las características de las palas de aerogenerador y de la geometría del rotor. [4]

Apéndice G

Valores del Sistema Utilizados

G.0.3. Datos de la turbina eólica:

Parámetro	Unidad	Valor
Radio	m	29
Velocidad nominal	rad/s	2.5
Par nominal	Nm	250000
Coefficiente c_1	-	0.5176
Coefficiente c_2	-	116
Coefficiente c_3	-	0.4
Coefficiente c_4	-	5
Coefficiente c_5	-	21
Coefficiente c_6	-	0.0068

G.0.4. Datos del generador eléctrico:

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia nominal	kW	625
Velocidad nominal	rad/s	168.75
Par nominal	Nm	250000
R_1	Ω	0.0126
X_1	Ω	0.157
X_2	Ω	0.198
R_2	Ω	0.0113
X_m	Ω	6.87
Pares de polos	-	2

G.0.5. Datos del sistema mecánico:

Parámetro	Unidad	Valor
J_t	Kgm^2	85.41
J_g	Kgm^2	17.08
K_{WG}	Nm/rad	3182.44
D_{WG}	Nms/rad	4.03
a	-	67.50

Apéndice H

Consideraciones para Realizar el Análisis del Lugar de las Raíces

H.1. Introducción

A lo largo de este trabajo se han estudiado diferentes estrategias de control y a la hora de diseñar el controlador correspondiente a cada uno de estos casos se ha recurrido a las técnicas clásicas de control lineal, siendo una de las principales herramientas el estudio del lugar de las raíces del sistema. El problema con el cuál se debe lidiar es que, dada la topología que presenta el sistema analizado, no se cuenta con la transferencia en lazo abierto, necesaria en principio para realizar el estudio del lugar de las raíces. En este apéndice se muestra la consideración realizada para poder realizar la construcción del mismo.

H.2. Resolución del problema del Root Locus

Partiendo del esquema clásico de control mostrado en la fig. H.1, y conociendo la transferencia en lazo abierto $H(s)$ del sistema, la transferencia en lazo cerrado del sistema es:

$$G(s) = \frac{H(s)}{1 + K.H(s)} \quad (\text{H.1})$$

El estudio del lugar de las raíces, permite mostrar como se mueven los ceros de $1 + K.H(s)$. Teniendo en cuenta lo anterior, y que en el estudio realizado no se cuenta con la transferencia

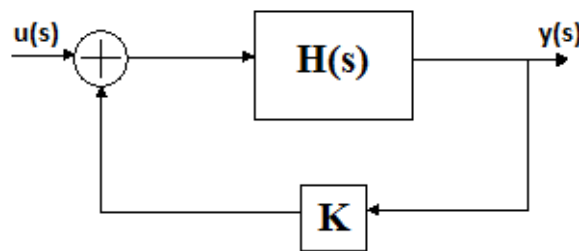


Figura H.1: Esquema clásico de control

en lazo abierto del sistema, pero sí con la transferencia en lazo cerrado, lo que se hace es tomar el denominador de $G(s)$ y escribirlo de la forma:

$$1 + K.H_1(s) \tag{H.2}$$

Donde $H_1(s)$ oficia como transferencia de lazo abierto a la hora de construir el Lugar de las raíces del sistema. Este método conocido como *Golden Rule* desarrollado en [26], es el que permite la construcción del Root Locus del sistema, utilizado a la hora del diseño del controlador.

Apéndice I

Rutinas Implementadas

I.1. Introducción

En este apéndice se indican las rutinas implementadas, para el estudio y puesta en marcha de las diferentes estrategias de control analizadas en el correr de este trabajo. Se indica el encabezado de cada una de las mismas, junto con una breve descripción de su funcionalidad.

I.2. Control de Potencia

- **function Par=Tt(v,wt)**

Función que calcula el par realizado por la turbina a partir de la velocidad del viento y la velocidad angular de la turbina.

- **function cp=coef_Pot(lambda,beta)**

Calcula el coeficiente de potencia a partir del coeficiente de velocidad específica (λ) y el ángulo de pitch (β).

- **function [wg,P2]=Pto_equil(v)**

Función que devuelve los puntos de equilibrio para realizar la linealización a partir de la velocidad del viento entorno a la cual se quiere linealizar.

- **function [A1,A2]=Linealizo_ParGen(wg_eq,P2_eq)**

Función que halla los coeficientes A1 y A2 de la linealización de del par de la turbina alrededor del punto de equilibrio.

- **function [B1,B2] = Linealizo_ParTur(v_eq,beta)**

Función que halla los coeficientes B1 y B2 de la linealización de del par de la turbina alrededor del punto de equilibrio.

- **function [M,Ra,D,t]=parametros(K1,K2,v,A)**

Función que a partir de los parámetros del controlador, la velocidad donde se realiza la linealización y la amplitud del escalón de entrada calcula las raíces del denominador de la transferencia, y gráfica la respuesta escalón del sistema linealizado. Para ello esta función llama a las tres funciones definidas anteriormente para realizar la linealización.

- **LugarR.m**

Rutina que construye el Root Locus del sistema. El usuario puede elegir cual de los dos parámetros del controlador deja constante y cuanto vale el mismo mientras varía el otro.

- **RangoReal.m**

Rutina que gráfica las respuestas del sistema real ante escalones de viento de distinta amplitud y condiciones iniciales a elegir por el usuario en la ventana de diálogo mostrada en la fig. I.1.

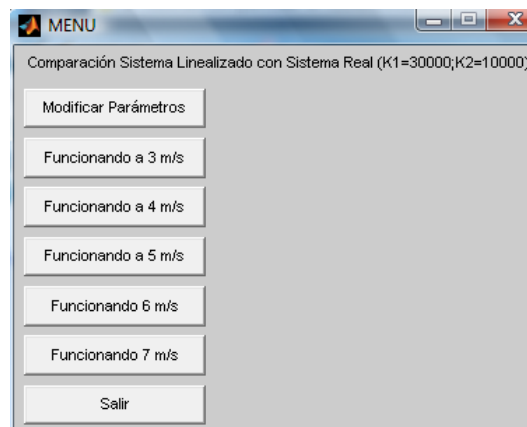


Figura I.1: Cuadro de diálogo para elección de punto de funcionamiento

- **Comparacion.m**

Rutina que gráfica la respuesta del sistema linealizado y del sistema real, utilizada para la validación de la linealización. El punto donde se realiza la linealización y la amplitud del escalón son elegidas por el usuario en el mismo cuadro indicado en la fig. I.1.

I.3. Control de Par

- **function Par=Tt(v,wt)**

Idem control de potencia.

- **function cp=coef_Pot(lambda,beta)**

Idem control de potencia.

- **function [B1,B2] = Linealizo_ParTur(v_eq,beta)**

Idem control de potencia.

- **function [Y,tiem]=parametros(K1,K2,v,A)**

Función que a partir de los parámetros del controlador, la velocidad donde se realiza la linealización y la amplitud del escalón de entrada gráfica la respuesta escalón del sistema linealizado. La lógica de esta función es exactamente la misma que la función parámetros utilizada en el control de potencia.

- **Comparacion_par.m**

Rutina que realiza la comparación del sistema linealizado con el sistema real. Se compara la respuesta para escalones de viento de hasta 1 m/s de amplitud, en el rango de velocidades que va desde 4 m/s a 8 m/s. El usuario elige que comparación quiere realizar.

- **resp_escalon.m**

Rutina que halla la respuesta al escalón del sistema para distintos valores de K2 y luego para distintos valores de K1.

- **LugarRK1fijo.m**

Rutina que dibuja el lugar de las raíces variando el parámetro K2 con K1 fijo.

- **LugarRK2fijo.m**

Rutina que dibuja el lugar de las raíces variando el parámetro K1 con K2 fijo.

I.4. Control de Par-Corriente

- **function P2 = Par_MI(wg, Tgg)**

A partir de la velocidad angular de la máquina y de la referencia de par, calcula la potencia rotórica necesaria.

- **function [I2, U2] = CalculoI2(P2, wg, V1, Q2)**

A partir de la potencia rotórica, la velocidad angular de la máquina, la tensión estática y la potencia reactiva intercambiada del lado del rotor, calcula la corriente y la tensión del lado del rotor.

- **function Tg = RecalculoTg(wg, I2, U2, Q2)**

Con velocidad angular del generador y la corriente, la tensión y la potencia reactiva del lado del rotor calcula el par que puede hacer la máquina.

I.5. Control de Pitch

- **function [raices] = PitchC(lambda,gamma,v)**

Recibe como entradas, los parámetros del controlador lambda y gamma, y la velocidad del viento. Linealiza entorno a la velocidad v y da la respuesta al escalón del sistema linealizado. Devuelve los polos de la transferencia en lazo cerrado del sistema linealizado. Misma lógica que la función parámetros antes mencionada.

- **function T=Par(beta,V)**

Recibe como entradas el ángulo de pitch beta y la velocidad del viento v. Calcula el par de la turbina para dichos valores a la velocidad nominal de la maquina wnom. La velocidad nominal de la maquina hay que cargarla adentro de la función.

- **function b=Pos _equil(vie)**

Dada una velocidad del viento vie, calcula el ángulo beta (ángulo de pitch) para el cual el par de la turbina a la velocidad del viento especificada y velocidad angular igual a la nominal, es el par nominal. Es decir busca el beta para el cual el par de la turbina es el nominal a la velocidad nominal (wnom).

- **LugarConRaicesLam.m**

Devuelve el lugar de las raíces usando como parámetro a lambda. Se deben cargar a mano el valor del parámetro gamma del controlador y la velocidad del viento entorno a la cual se va a realizar la linealización del sistema.

- **Lugar _Raices.m**

Idem la anterior pero toma el parámetro gamma para realizar el root locus, es decir el K del root locus es gamma.

I.6. Curvas características de la máquina

- **graficas.m**

Gráfica las curvas características de la máquina $wg(v)$, $Tt(v)$, $Tg(v)$ y $Pmec(v)$.

I.7. Acondicionamiento de medidas de viento y generación de entradas aleatorias

- **SerieViento.m**

Pide de entrada el largo de la serie de viento que se quiere generar, la frecuencia de

muestreo (muestras/s) y el ancho de la ventana y devuelve a partir del uso de la distribución de probabilidades de Weibull, una serie de viento, la serie de viento media (una señal escalonada, que da la media del viento en el ancho de la ventana) y da también la distribución de probabilidades de Weibull y la Weibull acumulada. Usando Factor de forma y escala del emplazamiento J7 (J7 corresponde al emplazamiento de Los Caracoles) del mapa eólico de Uruguay a 90 m de altura, $k = 2.51$ y $C = 8.5$. Vale aclarar que la serie que se genera no es real y en particular no tiene en cuenta la correlación dinámica temporal del viento real.

Las siguientes tres funciones procesan datos reales medidos en el año 1994 y 1995 en cerro de Caracoles por la Facultad de Ingeniería a 10 m de altura, devuelven la velocidad media del viento para cada ventana de ancho pasado por el usuario. En en la mayoría de los registros de días con que se contaban, faltaban datos, así que se tomaron las series mas largas posibles. Son series de datos cada un segundo. Se trataron de tomar medidas en distintas épocas y horarios.

- **Abril16.m**

Medidas del día 16/4/1995 desde las 16hs hasta las 18hs.

- **Se09.m**

Medidas de los días 09/11/1994 desde las 17hs hasta las 19hs.

- **Dic15.m**

Medidas del día 15/12/1994 desde las 04hs hasta las 07hs.

Las siguientes funciones a partir de la serie de datos reales realizan un filtrado pasabajos, utilizando un filtro butterworth. Pide como entrada el orden del filtro y la frecuencia de corte del filtro.

- **function filtradoAbril(N,wc)**

Filtrado de las medidas del día 16/4/1995.

- **function filtradoSet(N,wc)**

Filtrado de las medidas del día 09/11/1994.

- **function filtradoDic(N,wc)**

Filtrado de las medidas del día 15/12/1994.

Apéndice J

Torsión en el Eje

J.1. Introducción

En este apéndice se busca dar un marco teórico al fenómeno correspondiente a la torsión mecánica del eje y se presentan diversas teorías relacionadas al tema.

J.2. Fatiga en materiales

La fatiga de materiales se refiere a la ruptura de estos debido a cargas dinámicas, la cual se produce ante cargas inferiores a las cargas estáticas que producirían la ruptura del material. Se puede definir entonces, la fatiga como la ruptura en estructuras sometidas a tensiones dinámicas y fluctuantes.

Este proceso de ruptura se inicia con la propagación de fisuras, que crecen desde un tamaño microscópico hasta un tamaño macroscópico capaz de afectar la integridad estructural del material. La superficie de ruptura es perpendicular a la dirección del esfuerzo.

J.3. Torsión mecánica

La torsión es la sollicitación que se presenta al aplicar un par sobre un eje longitudinal, como puede ser en un eje de transmisión. El estudio general de la torsión no es sencillo ya que bajo este tipo de sollicitación la sección transversal de una pieza se caracteriza por la aparición de tensiones tangenciales paralelas a la sección transversal, que en caso de no estar distribuidas uniformemente, como es habitual, y no tener una sección con simetría circular aparecen alabeos seccionales que hacen que las secciones transversales deformadas no sean planas⁽¹⁾.

El alabeo de la sección complica el cálculo de tensiones y deformaciones, y hace que el momento torsor pueda descomponerse en una parte asociada a torsión alabeada y otra a la llamada torsión de *Saint-Venant*. En función de la forma de la sección y la forma del alabeo, pueden usarse diversas aproximaciones más simples que el caso general.

⁽¹⁾Casos aplicados a barras

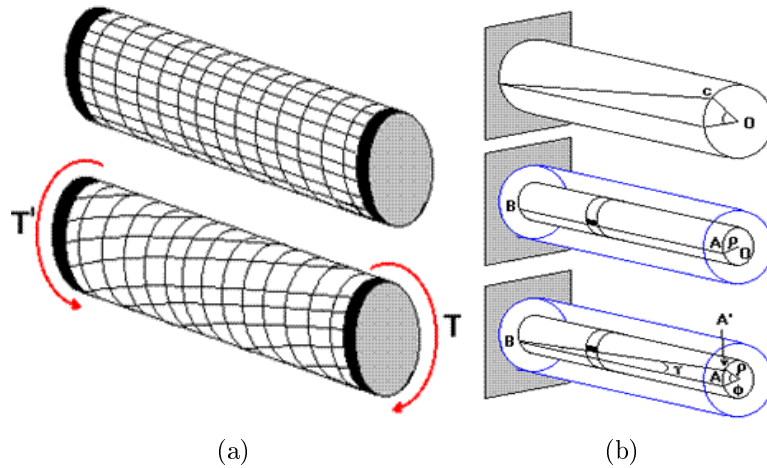


Figura J.1: Torsión mecánica con simetría circular [35].

J.3.1. Dominios de torsión [18]

Se puede demostrar que el giro relativo de la sección no es constante así como la no coincidencia con la función de alabeo unitario. Partiendo del caso general, y definiendo la esbeltez torsional en J.1.

$$\lambda_T \approx \sqrt{\frac{GJ}{EI_\omega}} \quad (\text{J.1})$$

Siendo G el módulo de elasticidad transversal, E el módulo de elasticidad longitudinal, J el módulo torsional, I_ω el momento de alabeo y L la longitud de la barra recta.

La esbeltez, es una característica de los prismas mecánicos, o eventualmente de barras, que relaciona la rigidez de la sección transversal de una pieza prismática con su longitud total. Es un parámetro adimensionado utilizado para el cálculo de las tensiones y predice las inestabilidades elásticas de las barras.

Se pueden clasificar⁽²⁾ todos los casos de torsión como:

- Torsión de Saint-Venant pura, cuando $\lambda_T \in (10, \infty)$.
- Torsión de Saint-Venant dominante, cuando $\lambda_T \in [5, 10)$.
- Torsión alabeada mixta, cuando $\lambda_T \in (2, 5)$.
- Torsión alabeada dominante, cuando $\lambda_T \in (\frac{1}{2}, 2]$.
- Torsión alabeada pura, cuando $\lambda_T \in (0, \frac{1}{2}]$.

Vale aclarar que el cálculo exacto de la torsión puede llevarse a cabo mediante el uso de un lagrangiano basado en la energía de deformación, pero en caso de la torsión alabeada mixta sólo se puede estudiar con el uso de la teoría general de torsión. Por otro lado la torsión

⁽²⁾Dentro de los límites donde resultan estas teorías válidas

de Saint-Venant y la torsión alabeada admiten algunas simplificaciones.

En la presente sección, con el fin de introducir el lector en el estudio de la torsión mecánica del eje de la turbina eólica, se tomará una sola teoría de forma didáctica, denominada torsión de Saint-Venant.

J.3.2. Teoría de torsión de Saint-Venant pura [18]

Esta teoría es aplicable a piezas prismáticas de gran inercia torsional sin importar la forma de sección que tenga, es una simplificación asume que el momento de alabeo es nulo, lo que es lo mismo decir que el alabeo seccional también lo sea. Esta teoría proporciona una buena aproximación para valores de $\lambda_T > 10$, esto se cumple por ejemplo para:

- ◇ Secciones macizas de gran inercia torsional (circulares o de otra forma).
- ◇ Secciones tubulares cerradas de pared delgada.
- ◇ Secciones multicelulares de pared delgada.

Para el estudio de torsiones rectas se utiliza la *Teoría de Coulomb*, la cual será brevemente desarrollada a continuación.

Teoría de Coulomb

Esta teoría es aplicable tanto para ejes de transmisión de potencia macizos o huecos, debido a la simetría circular de la sección no pueden existir alabeos diferenciales sobre la sección. Esta teoría establece que la torsión genera una tensión cortante dada por J.2.

$$\tau_\rho = \frac{T}{J}\rho \quad (\text{J.2})$$

Siendo:

- τ_ρ : Esfuerzo cortante a la distancia ρ .
- T : Momento torsor total que actúa sobre la sección.
- ρ : distancia desde el centro geométrico de la sección hasta el punto donde se está calculando la tensión cortante.
- J : Módulo de torsión.

En J.2, se asienta la hipótesis cinemática de Coulomb sobre cómo se deforma una pieza prismática con simetría de revolución, aplicable sólo a elementos sección circular o circular hueca. Para secciones de ese tipo se supone que el eje baricéntrico permanece inalterado y cualquier otra línea paralela al eje se transforma en un espiral que gira alrededor del eje baricéntrico, esta deformación viene dada por unos desplazamientos del tipo:

$$u_x(x, y, z) = 0 \quad u_x(x, y, z) = -\alpha(x)z \quad u_x(x, y, z) = \alpha(x)y$$

El tensor de tensión esta dado por la siguiente matriz:

$$M_{tor} = \frac{G}{2} \begin{pmatrix} 0 & -\alpha'_x z & +\alpha'_x y \\ -\alpha'_x z & 0 & 0 \\ +\alpha'_x y & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

La función α se relaciona con el momento torsor de la siguiente manera:

$$M_{tor} = \int_{\Sigma} (-\tau_{xy}z + \tau_{xz})dydz = \frac{\alpha'_x G}{2} \int_{\Sigma} (z^2 + y^2)dydz = \frac{\alpha'_x G}{2} I_0$$

Siendo $I_0 = I_y + I_z$, el momento de inercia polar que es la suma de los segundos momentos de área.

J.3.3. Cálculo de ángulo de torsión [36]

Si se tiene un eje de sección circular de radio R y longitud L sometida a un momento torsor T como se puede apreciar en la fig. J.2.

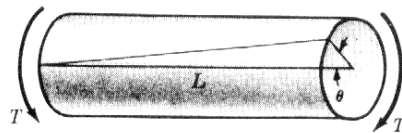


Figura J.2: Aplicación de un momento torsor en eje de sección circular [36].

Se asume que secciones planas antes de la deformación permanecen planas después de la deformación debido al momento torsor impuesto, lo que se verifica experimentalmente para ejes de sección circular pero que no es cierto en general para otro tipo de secciones.

Para realizar el estudio se considera una fibra formado por el segmento OA , como se aprecia en la fig. J.2, la cual adoptará la posición OB luego de la deformación, de modo que:

$$\gamma = \tan \alpha \cong \alpha$$

Siendo

$$\alpha = \frac{AB}{L} = \frac{R\theta}{L}$$

$$\Rightarrow \gamma = \frac{R\theta}{L}$$

Si se asumiese que un diámetro del eje antes de la deformación, lo continua siendo luego de la misma, puede escribirse como:

$$\gamma_r = \frac{r\theta}{L}$$

Donde r es la distancia al centro del eje y γ_r representa la deformación angular en esa posición.

La condición de equilibrio debe cumplir que:

$$\int_0^R \tau r dA = \int_0^R \frac{\tau}{r} r^2 dA$$

Utilizando que:

$$\begin{aligned}\tau_r &= G\gamma_r = G\frac{r\theta}{L} \\ \Rightarrow T &= \frac{\tau_r}{r} \int_0^R r^2 dA = \frac{\tau_r}{r} J\end{aligned}$$

Siendo J el momento de inercia geométrico polar de la sección. Resulta entonces:

$$\tau_r = \frac{Tr}{J} \qquad J = \frac{\pi D^4}{32}$$

Observando que $G = \frac{\tau_r}{\gamma_r} = \frac{TL}{J\theta}$ se tiene como resultado que el ángulo impuesto por el momento torsor es:

$$\boxed{\theta = \frac{TL}{GJ}}$$

Una vez introducida la torsión mecánica y el cálculo del ángulo de torsión mediante un ejemplo de un eje de sección circular, como puede ser un eje de transmisión de una turbina eólica, se está en condiciones de observar el ángulo de torsión en el sistema, ya que se cuenta con la diferencia de ángulo entre los extremos del eje en la representación en variables de estado del sistema de transmisión del aerogenerador.

Vale aclarar que el presente trabajo no intenta profundizar en el estudio del ángulo de torsión en el eje de transmisión, sino que muestra que el ángulo de torsión es lineal con el par lo que se corresponde con la teoría.

Índice de figuras

1.1. Molino de la Facultad de Ingeniería en Sierra de Caracoles [24].	15
2.1. Potencia promedio de las nuevas turbinas instaladas en IEA <i>Wind Member Countries</i> .	21
2.2. Rendimiento, factor de potencia y evolución de reactiva según carga.	23
2.3. Configuración de un aerogenerador de velocidad fija.	24
2.4. Configuración de control de deslizamiento mediante reostato rotórico.	24
2.5. Configuración de control de deslizamiento con recuperación de energía.	25
2.6. Configuración doblemente alimentado DFIG.	26
2.7. Configuración de velocidad variable con un generador jaula de ardilla.	27
2.8. Tipo de excitación del generador síncrono de rotor bobinado.	28
2.9. Variantes de generadores síncronos de flujo radial.	29
2.10. Generador de imanes permanentes de flujo axial con ranuras.	30
2.11. Generador de imanes permanentes de flujo axial <i>Torus</i>	30
2.12. Generador de flujo transversal.	31
2.13. Variantes de topologías de generadores síncronos.	31
2.14. Tendencia de tecnologías de aerogeneradores.	33
2.15. Avance tecnológico de aerogeneradores.	34
2.16. Curvas de potencia nominal para distintos fabricantes.	34
2.17. Curvas requeridas de la respuesta del aerogenerador ante huecos de tensión.	35
2.18. Potencia instalada en España acumulada por fabricantes al 01/01/2009.	36
2.19. Potencia instalada en España en 2008 por fabricantes.	36
3.1. Diagrama de una máquina de inducción [11]	39
3.2. Modelo por fase de MI como <i>transformador rotativo</i> [12] (modificada)	40
3.3. Circuito monofásico del rotor [12](modificada)	40
3.4. Modelo estrella equivalente [12] (modificada)	41
3.5. Balance de potencia de la máquina de inducción (convención motor)	43
3.6. Balance de potencia de la máquina de inducción (convención generador)	45
3.7. Flujo de potencia en el generador en función de la velocidad para distintas situaciones [3]	46
4.1. Variación de resistencia rotórica mediante un chopper [2]	49
4.2. Equivalente DC del circuito rotórico [1]	50
4.3. Curvas par-velocidad para distintos valores de δ [1]	52
4.4. Sistema con dispositivo Kramer estático [1]	53
4.5. Circuito equivalente AC por fase con respecto al rotor [1]	54
4.6. Características par velocidad para distintos valores de α [1]	56
4.7. Sistema estático de Scherbius propuesto	59
4.8. Diagrama Fasorial	60

4.9.	Circuito equivalente DC del sistema estático de Scherbius	60
4.10.	Circuito equivalente con el chopper en modo ON	61
4.11.	Circuito equivalente con el chopper en modo OFF	61
4.12.	Inversor PWM trifásico convencional	62
4.13.	Configuración Sherbius [7]	63
4.14.	Circuito monofásico equivalente [7]	64
4.15.	Efecto de $V_2 < \phi$ sobre $\frac{T_e}{s}$ [7]	65
4.16.	Potencia extraída o suministrada al rotor por la red [7]	65
4.17.	Curvas de potencia entregada a la red [7]	66
4.18.	Configuración con DFIG basada en dos inversores [3]	67
5.1.	Entradas y salidas de la aeroturbina [9] (modificada).	70
5.2.	Cadena funcional y etapas de conversión de un convertor de energía eólica [9].	71
5.3.	Espectro típico de van der Hoven [15]	72
5.4.	Distribución de probabilidades de Weibull para la velocidad media del viento. [15]	73
5.5.	Distribución de Weibull que mejor ajusta a las mediciones presentadas en el histograma para los datos medidos según se indica. [23](modificada)	74
5.6.	Ejemplos de rosa de vientos.	74
5.7.	Variación de la presión atmosférica con la altura [17] (modificada)	75
5.8.	Variación de α con la velocidad $V_m(z_{ref})$ [17] modificada	78
5.9.	Mapas Eólicos de velocidad media anual para distintas alturas [24].	78
5.10.	Distribuciones de Weibull del cuadrante J8 para distintas alturas. [24]	79
5.11.	Comparación Rosa de Vientos. [24]	80
5.12.	Tipos de Rotor[15].	81
5.13.	Tubo de corrientes que circunda la aeroturbina[15].	81
5.14.	Coefficiente C_T en función de la velocidad V_{hub} . [3]	84
5.15.	Ángulos de paso y guiñada. [3]	85
5.16.	Coefficientes en función del coeficiente de velocidad específica y del ángulo de paso. [3]	86
5.17.	Representación de las fuerzas sobre la pala. [17] (modificada)	88
5.18.	Fuerzas sobre una pala en movimiento rotacional. [15] (modificada)	88
5.19.	Curvas típicas de los coeficientes. [15]	90
5.20.	Distribución espacial de la velocidad del viento que atraviesa el área de barrido de la aeroturbina[15].	91
5.21.	Efecto del gradiente de velocidades. [15]	91
5.22.	Efecto de la sombra de la torre en el flujo de aire para una torre tubular. [15]	92
5.23.	Perfil de la velocidad del viento en el plano de giro del rotor en la sección A-A'[3]	92
5.24.	Efecto de la sombra de la torre (N=3). [15]	93
6.1.	Componentes de un aerogenerador tipo [23].	96
6.2.	Góndola donde se puede apreciar el sistema de transmisión [29].	97
6.3.	Góndola de un aerogenerador [30]	98
6.4.	Ejemplos de torres de aerogeneradores.	98
6.5.	Interior y componentes de una torre.	99
6.6.	Sistema activo de orientación. [3]	100
6.7.	Coefficiente de performance del rotor bajo un flujo de aire sesgado. [9]	101
6.8.	Efectos de algunas cargas cíclicas [3].	103
6.9.	Ejemplar de un generador [33].	104

6.10.	Diagrama de los distintos sistemas de un aerogenerador [3].	104
6.11.	Modos de operación de un aerogenerador típico [3].	105
6.12.	Distintas zonas de funcionamiento del generador	107
6.13.	Uso de una grúa para sustitución de un pieza del aerogenerador [28].	109
6.14.	Montaje de un generador en un aerogenerador [28].	109
7.1.	Esquema simplificado de un aerogenerador [15] (modificado)	113
7.2.	Constante de inercia J . [15] (modificada)	114
7.3.	Constante de rigidez torsional K	114
7.4.	Coefficiente de amortiguamiento D	115
7.5.	Representación gráfica del modelo con la caja multiplicadora [4]	115
7.6.	Bloque sistema mecánico	119
8.1.	Coefficiente de potencia para distintas velocidades de viento	121
8.2.	Coefficiente de potencia $C_p(\lambda)$ paramétrico en β	123
8.3.	Estrategia de control a implementar [33].	125
8.4.	Curva de potencia mecánica [33].	126
8.5.	Curva de potencia eléctrica [33].	126
9.1.	Esquemático del sistema	128
9.2.	Modelo en Simulink del Sistema con control de Potencia	132
9.3.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 3$ m/s	138
9.4.	Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 3$ m/s	138
9.5.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 5$ m/s	139
9.6.	Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 5$ m/s	139
9.7.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7$ m/s	140
9.8.	Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 7$ m/s	141
9.9.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7,56$ m/s	141
9.10.	Zoom entorno al origen del lugar de las raíces: $\bar{v} = 7,56$ m/s	142
9.11.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7,57$ m/s	142
9.12.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 3$ m/s, $K_2 = 100000$	143
9.13.	Comparación del sistema	144
9.14.	Lugar de las raíces: $\bar{v} = 7$ m/s, $K_2 = 100000$	145
9.15.	Respuesta al escalón del sistema	146
9.16.	Respuestas entorno a 3 m/s	147
9.17.	Respuestas entorno a 4 m/s	148
9.18.	Respuestas entorno a 5 m/s	148
9.19.	Respuestas entorno a 6 m/s	149
9.20.	Respuestas entorno a 7 m/s	150
9.21.	Zoom entorno a 200 s de la respuestas entorno a 7 m/s	150
9.22.	Comparación entre el sistema real y el sistema linealizado.	151
9.23.	Comparación entre el sistema real y el sistema linealizado.	152
9.24.	Comparación entre el sistema real y el sistema linealizado.	153
10.1.	Diagrama de bloques del sistema	157
10.2.	Modelo en Simulink del sistema con control de par	159
10.3.	Lugar de las raíces para $v = 3$ m/s	163
10.4.	Ampliación del lugar de las raíces para $v = 3$ m/s	163

10.5. Lugar de las raíces para $v = 4 \text{ m/s}$	164
10.6. Ampliación del lugar de las raíces para $v = 4 \text{ m/s}$	164
10.7. Lugar de las raíces para $v = 5 \text{ m/s}$	165
10.8. Ampliación del lugar de las raíces para $v = 5 \text{ m/s}$	165
10.9. Lugar de las raíces para $v = 6 \text{ m/s}$	166
10.10Lugar de las raíces para $v = 7 \text{ m/s}$	166
10.11Lugar de las raíces para $v = 8 \text{ m/s}$	167
10.12Lugar de las raíces para $v = 3 \text{ m/s}$	168
10.13Ampliación del lugar de las raíces para $v = 3 \text{ m/s}$	168
10.14Estudio de respuesta ante un escalón de entrada.	169
10.15Respuesta al escalón para $K_1 = 600$ y $K_2 = 150$	170
10.16Lugar de la raíces para $K_1 = 600$ para $v = 8 \text{ m/s}$	171
10.17Ampliación del lugar de la raíces para $K_1 = 600$ para $v = 8 \text{ m/s}$	171
10.18Lugar de la raíces para $K_2 = 150$ para $v = 8 \text{ m/s}$	172
10.19Ampliación del lugar de la raíces para $K_2 = 150$ para $v = 8 \text{ m/s}$	172
10.20Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 4 m/s	173
10.21Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 5 m/s	173
10.22Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 6 m/s	174
10.23Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 7 m/s	174
10.24Simulación vs linealización para una velocidad de viento de 8 m/s	174
11.1. Modelo de la máquina de inducción	177
11.2. Esquema tipo del cuadripolo	179
11.3. Esquema tipo del cuadripolo	179
11.4. Modelo de bloques en Simulink de la máquina	181
11.5. Bloque Máquina de inducción	181
11.6. Anti wind-up	182
11.7. Comparación entre de respuestas con el mecanismo de Anti wind-up activado y desactivado.	183
11.8. Comparación entre de respuestas con el mecanismo de Anti wind-up activado y desactivado.	184
11.9. Comparación entre de respuestas con el mecanismo de Anti wind-up activado y desactivado.	184
11.10Sistema completo para velocidades bajas	185
12.1. Esquemático del sistema	188
12.2. Simplificación del sistema	189
12.3. Modelo en Simulink del Sistema utilizado para el control de Pitch	192
12.4. Bloque Beta	192
12.5. Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)	198
12.6. Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)	198
12.7. Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)	199
12.8. Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)	199
12.9. Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)	200
12.10Respuesta al escalón del sistema (Amplitud del escalón: 1 m/s)	200
12.11Respuesta del sistema a un escalón de 13 m/s a 14 m/s	201
12.12Respuesta del sistema a un escalón de 14 m/s a 15 m/s	202

12.13	Respuesta del sistema a un escalón de 17 m/s a 18 m/s.	202
12.14	Respuesta del sistema a un escalón de 18 m/s a 19 m/s.	203
12.15	Modelo en Simulink del Sistema completo	204
13.1.	Entrada de viento escalonada al sistema v (m/s).	207
13.2.	Velocidad angular de la turbina ω_t (rad/s).	207
13.3.	Velocidad angular del generador ω_g (rad/s).	208
13.4.	Corriente rotórica del generador I_2 (A).	208
13.5.	Potencia mecánica del rotor P_{mec} (W).	209
13.6.	Potencia rotórica del generador P_2 (W).	209
13.7.	Potencia inyectada a la red P_{gen} (W).	210
13.8.	Balance de potencias (W).	210
13.9.	Ángulo de pitch β en grados.	211
13.10	Rangos de operación visto en la velocidad de viento.	211
13.11	Rangos de operación visto en la velocidad angular del generador.	212
13.12	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 4$ m/s.	213
13.13	Zoom de 13.12.	213
13.14	Velocidad angular de la turbina en rad/s para $v = 4$ m/s	214
13.15	Zoom de 13.14.	214
13.16	Par del generador en Nm para $v = 4$ m/s	215
13.17	Zoom de 13.16.	215
13.18	Corriente rotórica del generador I_2 (A).	216
13.19	Zoom de 13.18.	216
13.20	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 4$ m/s	217
13.21	Zoom de 13.20.	217
13.22	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 4$ m/s	218
13.23	Zoom de 13.22.	218
13.24	Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 4$ m/s.	219
13.25	Zoom de 13.24.	219
13.26	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 5$ m/s	220
13.27	Zoom de 13.26.	220
13.28	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 5$ m/s	221
13.29	Zoom de 13.28.	221
13.30	Par del generador en Nm para $v = 5$ m/s	222
13.31	Zoom de 13.30.	222
13.32	Corriente rotórica del generador I_2 (A).	223
13.33	Zoom de 13.32.	223
13.34	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 5$ m/s	224
13.35	Zoom de 13.34.	224
13.36	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 5$ m/s	225
13.37	Zoom de 13.36.	225
13.38	Potencia inyectada a la red P_{gen} (W) para $v = 5$ m/s.	226
13.39	Zoom de 13.38.	226
13.40	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 6$ m/s	227
13.41	Zoom de 13.40.	227
13.42	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 6$ m/s	228
13.43	Zoom de 13.42.	228

13.44	Par del generador en Nm para $v = 6 \text{ m/s}$	229
13.45	Zoom de 13.44.	229
13.46	Corriente rotórica del generador $I_2 (A)$.	230
13.47	Zoom de 13.46.	230
13.48	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 6 \text{ m/s}$	231
13.49	Zoom de 13.48.	231
13.50	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 6 \text{ m/s}$	232
13.51	Zoom de 13.50.	232
13.52	Potencia inyectada a la red $P_{gen} (W)$ para $v = 6 \text{ m/s}$.	233
13.53	Zoom de 13.52.	233
13.54	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 9 \text{ m/s}$	235
13.55	Zoom de 13.54.	235
13.56	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 9 \text{ m/s}$	236
13.57	Zoom de 13.56.	236
13.58	Par del generador en Nm para $v = 9 \text{ m/s}$	237
13.59	Zoom de 13.58.	237
13.60	Corriente rotórica del generador $I_2 (A)$.	238
13.61	Zoom de 13.60.	238
13.62	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 9 \text{ m/s}$	239
13.63	Zoom de 13.62.	239
13.64	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 9 \text{ m/s}$	240
13.65	Zoom de 13.64.	240
13.66	Potencia inyectada a la red $P_{gen} (W)$ para $v = 9 \text{ m/s}$.	241
13.67	Zoom de 13.66.	241
13.68	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 10 \text{ m/s}$	242
13.69	Zoom de 13.68.	242
13.70	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 10 \text{ m/s}$	243
13.71	Zoom de 13.70.	243
13.72	Par del generador en Nm para $v = 10 \text{ m/s}$	244
13.73	Zoom de 13.72.	244
13.74	Corriente rotórica del generador $I_2 (A)$.	245
13.75	Zoom de 13.74.	245
13.76	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 10 \text{ m/s}$	246
13.77	Zoom de 13.76.	246
13.78	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 10 \text{ m/s}$	247
13.79	Zoom de 13.78.	247
13.80	Potencia inyectada a la red $P_{gen} (W)$ para $v = 10 \text{ m/s}$.	248
13.81	Zoom de 13.80.	248
13.82	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 14 \text{ m/s}$	250
13.83	Zoom de 13.82.	250
13.84	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 14 \text{ m/s}$	251
13.85	Zoom de 13.84.	251
13.86	Par del generador en Nm para $v = 14 \text{ m/s}$	252
13.87	Corriente rotórica del generador $I_2 (A)$.	252
13.88	Zoom de 13.87.	253
13.89	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 14 \text{ m/s}$	253
13.90	Zoom de 13.89.	254

13.91	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 14 \text{ m/s}$	254
13.92	Zoom de 13.91.	255
13.93	Potencia inyectada a la red $P_{gen} (W)$ para $v = 14 \text{ m/s}$	255
13.94	Zoom de 13.93.	256
13.95	Ángulo de pitch en grados para $v = 14 \text{ m/s}$	256
13.96	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 15 \text{ m/s}$	257
13.97	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 15 \text{ m/s}$	257
13.98	Par del generador en Nm para $v = 15 \text{ m/s}$	258
13.99	Corriente rotórica del generador $I_2 (A)$	258
13.100	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 15 \text{ m/s}$	259
13.101	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 15 \text{ m/s}$	259
13.102	Potencia inyectada a la red $P_{gen} (W)$ para $v = 15 \text{ m/s}$	260
13.103	Ángulo de pitch en grados para $v = 15 \text{ m/s}$	260
13.104	Velocidad angular del rotor del generador en rad/s para $v = 16 \text{ m/s}$	261
13.105	Velocidad angular del rotor de la turbina en rad/s para $v = 16 \text{ m/s}$	261
13.106	Par del generador en Nm para $v = 16 \text{ m/s}$	262
13.107	Corriente rotórica del generador $I_2 (A)$	262
13.108	Potencia mecánica en el eje del rotor del generador en W para $v = 16 \text{ m/s}$	263
13.109	Potencia eléctrica rotórica en W para $v = 16 \text{ m/s}$	263
13.110	Potencia inyectada a la red $P_{gen} (W)$ para $v = 16 \text{ m/s}$	264
13.111	Ángulo de pitch en grados para $v = 16 \text{ m/s}$	264
13.112	Curva característica de ω_g	266
13.113	Curva característica de T_g	267
13.114	Curva característica de T_t	267
13.115	Curva característica de P_{mec}	268
13.116	Simulaciones de Par para $v = 5 \text{ m/s}$	269
13.117	Simulaciones del ángulo de torsión para $v = 5 \text{ m/s}$	270
13.118	Simulaciones de Par para $v = 7 \text{ m/s}$	271
13.119	Simulaciones del ángulo de torsión para $v = 7 \text{ m/s}$	272
13.120	Locación del Crowbar con respecto al modelo del cuadripolo.	273
13.121	Hueco en tensión U_1 de 100 ms de duración.	274
13.122	Corriente rotórica sin limitar ni utilizar crowbar	275
13.123	Par ejercido por el generador	276
13.124	Velocidad angular de la turbina	276
13.125	Potencia mecánica generada	277
13.126	Corriente rotórica utilizando Crowbar	278
13.127	Corriente rotórica utilizando Crowbar (zoom)	278
13.128	Par ejercido por el generador	279
13.129	Velocidad angular de la turbina	279
13.130	Potencia mecánica generada	280
14.1.	Distribución de probabilidad de Weibull y distribución Weibul acumulada.	283
14.2.	Serie de velocidades de viento.	284
14.3.	Velocidad media del viento con una ventana de 5 minutos	284
14.4.	Velocidad y velocidad media del viento.	285
14.5.	Velocidad y velocidad media del viento.	286
14.6.	Velocidad y velocidad media del viento.	286

14.7. Sistema con entrada de viento filtrada al sistema de control.	287
14.8. Viento real y viento filtrado.	288
14.9. Viento real y viento filtrado.	288
14.10. Viento real y viento filtrado.	289
14.11. Entrada de viento sin filtrar.	290
14.12. Entrada de viento filtrada.	290
14.13. Velocidad angular de la turbina (ω_t).	291
14.14. Potencia mecánica (P_{mec}).	291
14.15. Entrada de viento sin filtrar.	292
14.16. Entrada de viento filtrada.	292
14.17. Velocidad angular de la turbina (ω_t).	293
14.18. Velocidad angular del generador (ω_g).	293
14.19. Potencia mecánica (P_{mec}).	294
14.20. Ángulo de Pitch (β).	294
14.21. Par del generador (T_g).	295
14.22. Viento promedio (ventanas de 5 minutos).	296
14.23. Velocidad angular del generador.	296
14.24. Par del generador	297
14.25. Potencia mecánica.	297
14.26. Entrada de viento promediado.	298
14.27. Velocidad angular de la turbina (ω_t).	298
14.28. Velocidad angular del generador (ω_g).	299
14.29. Par del generador (T_g).	299
14.30. Par de la turbina (T_t).	300
14.31. Potencia mecánica (P_{mec}).	300
14.32. Ángulo de pitch (β).	301
15.1. Sistemas combinados con el uso de energía eólica [38].	309
E.1. Tubo de corrientes al atravesar la aeroturbina [22]	328
E.2. Curva del ratio P/P_0 en función de V_2/V_1 [22]	330
E.3. Carátula del libro publicado por Albert Betz en 1926 [22]	330
E.4. Formulación original de la Ley de Betz en alemán [22]	331
F.1. Característica $C_p - \lambda$ [16]	333
H.1. Esquema clásico de control	336
I.1. Cuadro de diálogo para elección de punto de funcionamiento	339
J.1. Torsión mecánica con simetría circular [35].	345
J.2. Aplicación de un momento torsor en eje de sección circular [36].	347

Bibliografía

- [1] *Power Electronics and AC Drives*, B.K Bose, Bimal K, Editorial Academic Press, Estados Unidos, 2006. ISBN: 978-0-12-088405-6
- [2] *Modern Power Electronics and AC Drives*, B.K Bose, Editorial Prentice Hall PTR, Reino Unido (Inglaterra), 2001. ISBN: 978-0-13-016743-9
- [3] *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos, S. Arnalte, Editorial Rueda, Madrid, 2003. ISBN: 978-84-7207-139-1
- [4] *Análisis y ensayo de sistemas eólicos ante huecos de tensión*, Tesis Doctoral, M.Paz Comech Moreno, Universidad de Zaragoza Octubre de 2007.
- [5] <http://www.windpower.org>.
- [6] *High-performance slip-power recovery induction motor*, K. Taniguchi, PhD Y. Takeda, PhD Prof. T. Hirasa, IEE PROCEEDINGS, JULY 1987.
- [7] *Double-output induction generator operating at subsynchronous and supersynchronous speeds: steady-state performance optimisation and wind-energy recovery*, MSc I. Cadirci, PhD M. Ermis, IEEE PROCEEDINGS, 1992.
- [8] *Renewable energy systems: design and analysis with induction generators*, Simoes, Marcelo Godoy Farret, Felix A, Editorial CRC Press, Estados Unidos, Mayo 2005. ISBN: 978-0-8493-2031-6
- [9] *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, Siegfried Heier, Editorial John Wiley & Sons, Reino Unido (Inglaterra), Junio 2006. ISBN: 978-0-470-86899-7
- [10] Apuntes de máquinas axiales del curso *Máquinas para fluidos*, José Cataldo, Instituto de mecánica de los fluidos e Ingeniería Ambiental(I M F I A), Facultad de Ingeniería, UdelaR, Año 2009.
- [11] Apuntes-Alexander Bueno Montilla UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR-Departamento de Tecnología Industrial Agosto 2007.
- [12] *Máquinas Eléctricas* - Stephen J. Chapman, Cuarta edición, Editorial Mcgraw-Hill/Interamericana, Mexico, Junio 2005. ISBN: 978-970-10-4947-1
- [13] Apuntes de la asignatura Int. a la Electrotecnia, Prof. Raul Zaballos, Facultad de Ingeniería, UdelaR.

- [14] Apuntes de *Conmutados por la RED*, curso de Electrónica de Potencia, Facultad de Ingeniería, UdelaR.
- [15] *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design* Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista, Ricardo J. Mantz, Editorial Springer London, Reino Unido (Inglaterra), Octubre 2006. ISBN: 978-1-84628-492-2
- [16] <http://www.mathworks.com/>
- [17] *Wind Energy Systems* Gary L. Johnson, Editorial Prentice Hall, Febrero 1985. ISBN:978-013-95-7754-3
- [18] <http://www.wikipedia.org>
- [19] Apuntes de clase del curso de la asignatura *Elementos de mecánica de los fluidos* Año 2008, Profesor Julio Borghi, Facultad de Ingeniería, UdelaR
- [20] *Generadores para Turbinas Eólicas* Ignacio Afonso, Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, UdelaR, Año 2009.
- [21] *Controller design and analysis of a variable speed wind turbine with doubly-fed induction generator*, Gabriele Gail, Anca D.Hansen , Thomas Hartkopf, 2006.
- [22] <http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/betz.htm>.
- [23] *Gestión de Energías Renovables: Perspectivas de futuro*, 6ta. Edición. Módulo VI Energía Eólica. Ministerio de Educación y Ciencia de España, Ciemat.
- [24] <http://www.energiaeolica.gub.uy>.
- [25] Apuntes del curso Redes Eléctricas, Prof. Mario Vignolo, Facultad de Ingeniería, UdelaR.
- [26] *Análisis de Sistemas Dinámicos Y Control Automático*, R. Barrera; R. Canales, Limusa, Mexico, 1977.
- [27] Electrónica, Automática e Informática Industrial (ELAI) de la Universidad Politécnica de Madrid, <http://www.elai.upm.es>.
- [28] <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=wind-tower-crane>.
- [29] <http://rincondelvago.com>.
- [30] blog.yaaqui.com.
- [31] www.laregion.es.
- [32] www.lacoctelera.com/myfiles/ingenieriaenlared.
- [33] Presentación sobre DFIG expuesta por el Ing. Ignacio Afonso, Julio 2009.
- [34] <http://www.vestas.com>
- [35] www.monografias.com

- [36] ENSAYOS INDUSTRIALES Dpto. de Ingeniería Mecánica y Naval Facultad de Ingeniería, Luis A. de Velia y Hernán Svoboda, Universidad de Buenos Aires
- [37] Resumen de la situación actual, condiciones y perspectivas de desarrollo de la eólica de gran escala en Uruguay. DNETN-MIEM Programa de Energía Eólica, <http://www.energieolica.gub.uy/uploads/documentos/>.
- [38] <http://www.mexicohalgo.org.mx/2009/02/energa-elica-soluciones-para-cuando-el-viento-falta>.