



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA-SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

REGULACIÓN DE FRECUENCIA CON PARQUES EÓLICOS DFIG
INTERCONECTADOS A LA RED BAJO UNA PERSPECTIVA DEL CÓDIGO DE RED DE MÉXICO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
Ing. ARTURO GARCÍA MENDOZA

TUTOR PRINCIPAL
Dr. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Agosto 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Trillaud Pighi Frédéric

Secretario: Dr. Tapia Olvera Rubén

Vocal: Dr. Castro González Luis Miguel

1er. Suplente: Dr. Rodríguez Rodríguez Juan Ramón

2do. Suplente: Dr. Torres García Vicente

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Posgrado de la Facultad de Ingeniería

TUTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González

FIRMA

Agradecimientos

A mis padres **Concepción Mendoza** y **Arturo García** por la educación, soporte, y cariño incondicional que me han brindado a lo largo de mi vida.

A mis hermanas **Vania Itandehui**, **Katia Itzel** y **Estefanía** por ayudarme a lograr esta meta a través de sus consejos y apoyo sincero.

A mi abuela **María Marcelina** por ser un ejemplo de fortaleza y trabajo, cuya imagen y consejos estarán siempre presentes en mi corazón.

A mi director de tesis **Dr. Luis Miguel Castro González** por ser la guía y piedra angular en este proceso de formación académica y superación personal.

A mis sinodales **Dr. Frederic Trillaud Pighi**, **Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez**, **Dr. Rubén Tapia Olvera** y **Dr. Vicente Torres García** por sus valiosos comentarios durante la revisión de esta tesis.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** por la educación, recursos y experiencias inolvidables que me ha brindado como estudiante.

Al **Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)** por el apoyo económico brindado para la realización de esta tesis.

A mis compañeros de la maestría **Humberto**, **Alejandro**, **Francisco Alexander**, **Andrés**, **Solia**, **Martín**, **Fernando**, y **Maidier** por las experiencias compartidas, haciendo de estos dos años algo único y especial.

Agradecimientos especiales:

El Dr. Luis Miguel Castro González y yo queremos agradecer al Programa **UNAM-PAPIIT-Proyecto IA103919** por su apoyo en la realización de este trabajo de tesis.

Resumen

La expansión demográfica a nivel mundial trae consigo el incremento de industrias, comercios y viviendas, donde el sector energético juega un papel clave en el nivel de desarrollo económico de cada país. Por lo que, en los sistemas eléctricos de potencia existe la necesidad de satisfacer el constante incremento de la demanda de energía eléctrica a través de nuevas tecnologías que permitan un uso eficiente y no contaminante de los recursos naturales. Así mismo, es requisito indispensable que se preserve en todo momento la estabilidad, continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Una opción atractiva que cumple con lo anterior son los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados DFIG (doubly fed induction generator, por sus siglas en inglés). Esta tecnología instalada en lugares estratégicos permite además de generar energía eléctrica de forma limpia, dar soporte a la red en momentos de desbalance entre carga y generación, contribuyendo así a la estabilidad de frecuencia del sistema. Los aerogeneradores DFIG tiene la capacidad de controlar la cantidad de potencia que se extrae del viento por medio de tres mecanismos principales; control del ángulo de las aspas (pitch control, por sus siglas en inglés), del par electromagnético y de la velocidad angular del rotor. Esto gracias al uso de un convertidor electrónico de potencia, en configuración back-to-back, instalado en el circuito del rotor. En este trabajo se implementa y estudia la estrategia del control de ángulo de las aspas aplicado a la regulación de frecuencia de la red. Esta implementación permite realizar estudios significativos para determinar las características de regulación de frecuencia de parques eólicos DFIG integrados a la red.

En este contexto, este trabajo de tesis tiene como objetivo primordial evaluar la respuesta primaria de frecuencia de parques eólicos DFIG, tomando como plataforma de referencia, lo establecido en el Código de Red de México. En este se detalla la característica de regulación y el grado de participación de las centrales eólicas ante excursiones de frecuencia en la red. Los desarrollos y análisis presentados en esta tesis permiten determinar cuan efectiva es la aportación de los parques eólicos a la red eléctrica. Sin duda alguna, este tema resulta de gran relevancia para la operación y control de redes eléctricas como el SEN debido a la alta penetración eólica esperada para los próximos años.

Abstract

The demographic expansion worldwide motivates the escalation of industries, commercial trades, and social housing, where the energy sector plays an essential role to determine the level of economic development of each country. Therefore, electric power systems need to satisfy the continuous increase of load by using new technologies to allow the efficient use of natural resources without jeopardizing the environment, while maintaining at the same time the stability, continuity, and reliability of the energy supply. Wind turbines based on doubly fed induction generators (DFIG) represent an alternative to fulfill such requirements. The correct operation of DFIG-based wind farms allows the production of large quantities of electric power from a clean and renewable source. In addition, this bulk power can be used to support the power imbalances between load and generation and, through it, to contribute to the power system frequency stability.

The power control by DFIG-based wind farms can be carried out through three principal mechanisms: blade pitch angle control, electromagnetic torque and mechanical speed of the induction generator. The power electronic converter of the DFIG, connected to the rotor circuits in back-to-back configuration, enables the controllability of both, the mechanical and electrical systems of the wind generator. In this thesis work, a control strategy supported by the blade pitch angle mechanism is implemented and the contribution to the system frequency regulation of wind farms connected to the grid is evaluated. The simulation results are useful to determine the regulation characteristic of wind turbines and the external factors that could modify their behavior. In this context, the goal of this thesis is the evaluation of the primary frequency response by DFIG-based wind farms with a perspective to the Mexican grid code compliance. The regulation characteristic parameter is specified as well as the participation degree of wind power plants undergoing frequency excursions. The analysis and developments depicted in this thesis give relevant information about the effectiveness of the system frequency control contribution. Undoubtedly, this is of practical interest for actual power grids such as the National Electrical System of México, due to the high wind penetration expected for the upcoming years.

Índice general

Resumen	i
Abstract.....	ii
Índice general	iii
Índice de figuras	v
Índice de tablas	vii
1 Introducción.....	1
1.1 Estado del arte.....	4
1.2 Justificación de la tesis	6
1.3 Motivación de la tesis	8
1.4 Objetivos.....	8
1.5 Alcances.....	9
1.6 Hipótesis	10
1.7 Organización de la tesis	11
2 Regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia	12
2.1 Introducción	12
2.1.1 Operación y control de los sistemas eléctricos de potencia	13
2.1.2 Concepto de regulación de frecuencia	14
2.1.3 Algunos problemas asociados a la regulación de frecuencia	14
2.2 Regulación de frecuencia y control de potencia activa.....	14
2.2.1 Modelo del generador – dinámica del rotor	15
2.2.2 Lazos de control básicos en plantas convencionales.....	18
2.2.3 Gobernador de velocidad	20
2.2.4 Lazo de control cerrado ALFC.....	22
2.2.5 Lazo de control secundario ALFC	25
2.3 Resumen: respuesta inercial, regulación primaria, secundaria y terciaria	25
3 Regulación de frecuencia con parques eólicos.....	28
3.1 Introducción	28
3.2 Aerogeneradores utilizados en parques eólicos	29

3.3	Principios de operación de un aerogenerador DFIG.....	33
3.3.1	Componentes principales de un DFIG	34
3.3.2	Aerodinámica y potencia mecánica extraída.....	34
3.3.3	Modelo eléctrico dq0 del generador de inducción de rotor devanado	37
3.3.4	Principios de control vectorial aplicado a un DFIG.....	39
3.4	Soporte de frecuencia con aerogeneradores DFIG	45
3.4.1	Emulación de inercia.....	45
3.4.2	Deloading y droop control.....	47
4	Casos de estudio	51
4.1	Caso 1: RPF con deloading del 5% y 10% , $V_w = V_{w,nom} = 13$ [m/s].....	55
4.2	Caso 2: RPF con deloading del 5% y 10% , $V_w = 12$ [m/s].....	60
4.3	Caso 3: RPF con deloading del 5% y 10% , $V_w = 10$ [m/s].....	63
4.4	Regulación de frecuencia con un parque eólico de 180 MW	67
4.4.1	Desempeño del PE ante variaciones del viento, sin y con droop control.....	69
4.5	Comportamiento del SIN con penetración eólica	71
5	Conclusiones y trabajos futuros	77
5.1	Conclusiones generales.....	77
5.2	Trabajos Futuros	81
	Referencias	83

Índice de figuras

- Fig. 1.1** Estructura del SEN después de la reforma energética
- Fig. 1.2** Control primario en frecuencia de centrales eléctricas [28]
- Fig. 2.1** Lazos de control ALFC y AVR en una planta convencional [4]
- Fig. 2.2** Diagrama simplificado del lazo primario de control ALFC [4]
- Fig. 2.3** Lazo cerrado de control primario del ALFC [4]
- Fig. 2.4** Respuesta inercial, regulación primaria y secundaria en un SEP
- Fig. 2.5** Respuesta inercial, regulación primaria y secundaria en un SEP
- Fig. 3.1** Aerogenerador de velocidad fija con rotor tipo jaula de ardilla (SCIG)
- Fig. 3.2** Aerogenerador de inducción de rotor devanado (WRIG)
- Fig. 3.3** Aerogenerador DFIG con rotor devanado [37,39]
- Fig. 3.4** Aerogenerador de imanes permanentes (PMSG)
- Fig. 3.5** Subsistemas involucrados en el funcionamiento de un aerogenerador DFIG [39]
- Fig. 3.6** Principales componentes de un aerogenerador DFIG [39]
- Fig. 3.7** Curva de potencia de un aerogenerador [39]
- Fig. 3.8** C_p vs λ , para diferentes valores de β
- Fig. 3.9** Modelo eléctrico de una máquina de inducción
- Fig. 3.10** Transformación del marco de referencia abc a $dq0$
- Fig. 3.11** Principales lazos de control de P_m y P_e de un aerogenerador DFIG [46]
- Fig. 3.12** Lazo de regulación de frecuencia modificando la P_{ref} de un DFIG [13]
- Fig. 3.13** Reserva de potencia en un DFIG modificando β
- Fig. 3.14** Reserva de potencia en un DFIG modificando ω_r
- Fig. 3.15** Regulación de frecuencia modificando P_{ref} y β [13]
- Fig. 3.16** Relación de P y β_0 durante la regulación de frecuencia con DFIG
- Fig. 4.1** Parque eólico de 9 [MW] implementado en Simscape Electrical™
- Fig. 4.2** Lazo de regulación de potencia activa mediante el control del ángulo de las aspas
- Fig. 4.3** Respuesta de potencia del parque eólico; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 5%
- Fig. 4.4** Comportamiento del parque eólico; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 5%

Fig. 4.5 Regulación primaria de frecuencia del parque eólico; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 10%

Fig. 4.6 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 10%

Fig. 4.7 Respuesta de potencia del parque eólico; $V_w = 12$ [m/s], deloading = 5%

Fig. 4.8 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 12$ [m/s], deloading = 5%

Fig. 4.9 Respuesta de potencia del parque eólico; $V_w = 12$ [m/s], deloading = 10%

Fig. 4.10 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 12$ [m/s], deloading = 10%

Fig. 4.11 Respuesta del parque eólico; $V_w = 10$ [m/s], deloading = 5%

Fig. 4.12 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 10$ [m/s], deloading = 5%

Fig. 4.13 Respuesta del parque eólico; $V_w = 10$ [m/s], deloading = 10%

Fig. 4.14 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 10$ [m/s], deloading = 10%

Fig. 4.15 P_m vs β para diferentes valores de V_w [20]

Fig. 4.16 Parque eólico de 180 [MW] con turbinas DFIG interconectado a la red eléctrica

Fig. 4.17 Sistema equivalente del PE *El Cortijo* trabajando en una red aislada

Fig. 4.18 Respuesta del sistema de potencia con y sin lazo de regulación de frecuencia

Fig. 4.19 Equivalente del SIN con generación eólica

Fig. 4.20 Respuesta del SIN en demanda máxima con aumento de carga del 3%

Fig. 4.21 Respuesta del SIN en demanda mínima con aumento de carga del 3%

Índice de tablas

Tabla 1 Respuesta de potencia activa del control primario de frecuencia [28]

Tabla 3. 1 Tipos de aerogeneradores según su velocidad y control de potencia

Tabla 3. 2 Principales fabricantes de aerogeneradores para México, EE.UU y China

Tabla 4. 1 Parámetros de las turbinas eólicas

Tabla 4. 2 Parámetros de los generadores DFIG

Tabla 4. 3 Parámetros del convertidor B2B

Tabla 4. 4 Parámetros de los transformadores

Tabla 4. 5 Parámetros la línea de transmisión, modelo π nominal

Tabla 4. 6 Valores de R para $V_w = 13$ [m/s], deloading = 5 %

Tabla 4. 7 Valores de R para $V_w = 13$ [m/s], deloading = 10%

Tabla 4. 8 Valores de R para $V_w = 12$ [m/s], deloading = 5%

Tabla 4. 9 Valores de R para $V_w = 12$ [m/s], deloading = 10%

Tabla 4. 10 Valores de R para $V_w = 10$ [m/s], deloading = 5%

Tabla 4. 11 Valores de R para $V_w = 10$ [m/s] , deloading = 10%

Lista de símbolos y abreviaciones

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEN, SIN	Sistema Eléctrico Nacional, Sistema Interconectado Nacional
CA	Corriente Alterna
CD	Corriente Directa
VSC-B2B	Fuente de conmutada de voltaje en configuración punto a punto.
PWM	Modulación por ancho de pulsos
DFIG	Generador de Inducción Doblemente Alimentado
β	Angulo de inclinación de las aspas del rotor
ω_r	Velocidad angular del rotor
T_{em}	Par electromagnético del generador
f	Frecuencia eléctrica del sistema
R	Característica de regulación
SVO	Control orientado al voltaje del estator
SFO	Control orientado al flujo de estator
GSC	Convertidor de lado de la red
RSC	Convertidor del lado del rotor
t	Tiempo
ALFC	Control de frecuencia de carga automático
H	Constante de inercia en p.u.
ACE	Error de Control de Área
P_{ref}	Potencia activa de referencia
P_m	Potencia mecánica
MPT	Control de seguimiento de máxima potencia
RPF	Regulación Primaria en Frecuencia
V_w	Velocidad del viento

Capítulo 1

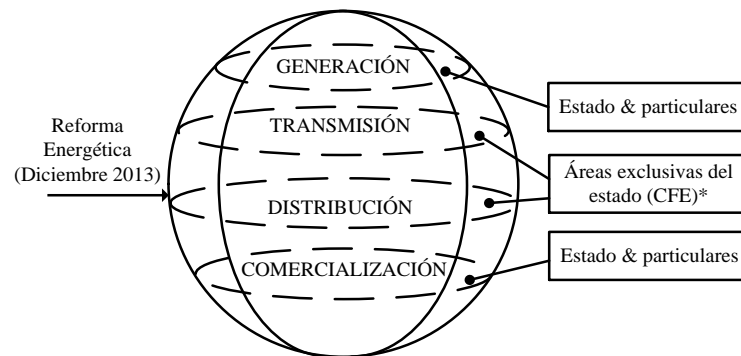
Introducción y estado del arte

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) en el mundo se encuentran en una etapa de transición hacia las redes eléctricas inteligentes. Formas de generación de energía limpia, junto con la implementación de tecnologías de la información y nuevas técnicas de control están impulsando este proceso de transformación. Reformas políticas, medioambientales y de mercado en el sector energético contribuyen a incentivar proyectos de energías limpias y renovables como la generación eólica y la generación fotovoltaica. La meta a nivel mundial es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de plantas eléctricas convencionales que usan combustibles fósiles contaminantes para generar energía eléctrica.

En México, con la apertura del mercado eléctrico (ME) se brinda la oportunidad a la inversión extranjera para la realización de proyectos en las áreas de generación y comercialización. Previo a la Reforma Energética las actividades de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica mantuvieron una estructura verticalmente integrada y operada por el estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [1]. Con la Reforma Energética, se crea la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual permite la instalación de nuevas centrales de forma más flexible con la participación tanto de particulares como de la CFE .

Por su parte, las actividades de transmisión y distribución, se mantienen bajo control del estado como áreas estratégicas para la nación con la participación de la CFE como empresa productiva o sus empresas productivas subsidiarias [2]. Para la planeación y operación del SEN México cuenta con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) el cual antes formaba parte de la CFE, sin embargo, ahora es un organismo público descentralizado encargado de operar el

mercado eléctrico mayorista . Para coordinar y supervisar el correcto funcionamiento de esta nueva estructura, la Secretaría de Energía (SENER) es la responsable de conducir todo lo relacionado en materia energética en el país. Por otro lado, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la tercera figura política que se encarga de otorgar permisos, de crear metodologías de cálculo para regular tarifas eléctricas, así como de establecer las bases del ME, a fin de regular y supervisar su funcionamiento. La Fig. 1.1 muestra gráficamente la estructura del SEN resultado de estas modificaciones.



*Pueden realizarse contratos entre el estado y particulares que contribuyan a desplegar nuevas tecnologías, así como para mejorar y expandir las redes de transmisión y distribución. Sin embargo, el estado seguirá siendo el único responsable de dichas áreas.

Fig. 1.1 Estructura del SEN después de la reforma energética

De acuerdo con la LIE, el objetivo común para el que trabajan estos organismos es promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica, y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios. Así mismo se deben cumplir con obligaciones tanto públicas como universales, de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes tal como se señala en el programa especial de producción y consumo sustentable [3]. El compromiso universal que tienen las naciones para reducir gases contaminantes obliga a considerar fuentes de energía limpia, como la generación eólica, buscando una rentabilidad para la producción y comercialización.

Si bien es cierto que con la inclusión de aerogeneradores en el sistema se pueden reducir la emisión CO₂, por otra parte, esto puede dar origen a problemas de estabilidad en el sistema. Las plantas convencionales contribuyen a la regulación de frecuencia de la red ya que pueden ajustar su potencia de salida, siendo este uno de los aspectos más relevantes en la operación de los SEP. En este sentido, estas plantas facilitan una operación segura y continua del sistema eléctrico. Sin embargo, al reemplazar la generación convencional, como plantas hidroeléctricas y

termoeléctricas, por parques eólicos provoca una disminución de reserva rodante. Sumado a lo anterior, la intermitencia del viento y la falta de estrategias de control adecuadas evita que los generadores eólicos contribuyan a la estabilidad de la red en caso de disturbios. En general, los problemas en frecuencia de un sistema son ocasionados por aumentos repentinos de carga, salida de operación de generadores o desconexión de líneas de transmisión.

La estabilidad en frecuencia depende de la potencia activa inyectada a la red a través de distintos generadores, con el fin de satisfacer la demanda de cargas conectadas al sistema [4,5]. Este tema, de gran interés para los operadores del sistema, es conocido como control automático de carga - frecuencia (Automatic Load Frequency Control). En este contexto, la inclusión de parques eólicos a la red obliga a estudiar este aspecto con el objetivo evaluar y/o desarrollar estrategias de control adecuadas para que los parques eólicos contribuyan a la regulación de frecuencia del sistema. Así mismo, estos estudios permiten establecer la cantidad máxima permisible de penetración de generación eólica que no ponga en riesgo la estabilidad del SEP.

Un factor clave que ha permitido una rápida evolución en los sistemas de generación eólica son los avances en la electrónica de potencia, así como las nuevas teorías de control. Por medio de fuentes conmutadas de voltaje (VSC), convertidores CA/CD y CD/CA, es posible controlar la potencia activa y reactiva en los aerogeneradores de velocidad variable. Los VSC tienen un nivel de controlabilidad alto gracias al uso de elementos semiconductores como los IGBT, BJT, MOSFET, entre otros, los cuales pueden ser encendidos o apagados a conveniencia por medio de la modulación de ancho de pulsos eléctricos (PWM). Estos desarrollos han permitido aplicar distintos métodos de control principalmente en aerogeneradores tipo DFIG (generadores de inducción doblemente alimentados) [6]. Métodos como la inercial virtual y el control de caída transitorio de frecuencia (droop control) han sido usados como parte de estos métodos para la estabilidad en frecuencia del sistema.

Los requerimientos de interconexión establecidos en los códigos de red de cada país deben seguirse al pie de la letra para poder integrar de manera efectiva los parques eólicos a la red, los cuales se consideran también como servicios auxiliares. Es por eso que el Código de Red de México (CRM) establece que las turbinas eólicas deben proveer soporte de potencia-frecuencia al momento de ocurrir una desviación de frecuencia en el sistema.

En este sentido, este trabajo de tesis dirige esfuerzos hacia el análisis de regulación de frecuencia con parques eólicos DFIG bajo una perspectiva del CRM.

1.1 Estado del arte

Actualmente los aerogeneradores integrados en los SEP están considerados como una de las fuentes de energía renovable con mayor madurez tecnológica con respecto a otras como la solar fotovoltaica o la energía proveniente de las olas. Diversos estudios se han desarrollado para entender su comportamiento buscando mejorar los procesos de conversión y para cumplir con los requerimientos de interconexión con la red (Códigos de Red). Grandes cantidades de parques eólicos en tierra firme, así como mar adentro, han sido instalados en distintos países como Alemania, Inglaterra, Francia, España, Estados Unidos, Brasil, China, entre otros. De acuerdo con reportes de la WWEA (World Wind Energy Association), China se posiciona como la nación con la mayor capacidad instalada de generación eólica con 187.73 [GW], seguida por Estados Unidos con 88.92 [GW] y Alemania con 56.16 [GW] [7].

En las turbinas eólicas, la variabilidad del viento es una de las problemáticas principales que impide a esta tecnología ganar terreno sobre la generación convencional. Debido a ello, los enfoques de control han abordado este problema proponiendo lazos de control para velocidades de viento por debajo y por encima de la nominal. Las principales variables de interés son la velocidad del rotor (ω_r), el par electromagnético (T_{em}) y el ángulo de las aspas del rotor (β). Con base en ellas es que se crean los distintos lazos de control para que los aerogeneradores DFIG provean soporte de frecuencia a la red [8,9,10].

- *Estrategias de control para regulación de frecuencia con aerogeneradores DFIG*

Con el propósito de restablecer la frecuencia ante un disturbio en un SEP se manejan tres tipos de respuestas; respuesta inercial, primaria, y secundaria, cada una involucrando distintos tiempos de duración. Con respecto a la regulación primaria, diversas estrategias de operación en turbinas eólicas DFIG han sido ampliamente estudiadas [11,12,13]. Un ejemplo de esto es el control del par electromagnético a fin de reservar un porcentaje de la potencia total disponible para la respuesta primaria [14]. Sin embargo, las técnicas de control del par electromagnético del generador tienen un impacto intrínseco en la velocidad del rotor [15]. Es decir, cuando el par

disminuye la velocidad del rotor puede disminuir de igual forma, o de forma contraria aumentar. Diversos investigadores han profundizado en estos conceptos y señalan que al alterar la velocidad del rotor de los aerogeneradores, estos estarán sujetos a un límite de velocidad máxima y mínima de diseño. Si el aerogenerador se desoptimiza aumentando el par electromagnético y la velocidad del rotor, un efecto contrario debe ocurrir para que se pueda inyectar la potencia de reserva (modo supersíncrono) [16].

Sin embargo, una de las problemáticas con este método se presenta para altas velocidades de viento, debido a que la velocidad máxima de diseño se alcanza en pocos segundos obligando al aerogenerador a trabajar en los límites [17]. Otro problema surge al desoptimizar el aerogenerador (*deloading*) reduciendo el par y la velocidad del rotor (modo subsíncrono). Esto obliga a que el DFIG absorba parte de la potencia activa de reserva para poder aumentar su velocidad a fin de inyectar potencia al sistema [18].

El control del ángulo de las aspas del rotor, conocido como *pitch control*, es otra técnica aplicada a los DFIG para proveer de regulación de frecuencia a la red. En ella, la reserva rodante deseada se logra aumentando el ángulo de inclinación de las aspas del rotor, manteniendo simultáneamente una velocidad angular rotacional constante [19]. Posteriormente, al momento de una excursión de frecuencia, se ajusta el ángulo para maximizar la potencia que se inyecta a la red y así dar soporte de frecuencia. Derivado de lo anterior, ha surgido el concepto de *estatismo de un aerogenerador* (característica de regulación), el cual simboliza la relación de cambio entre el ángulo de las aspas y la potencia mecánica del aerogenerador. Debido a que el estatismo está presente también en plantas convencionales se han podido plantear analogías con los parques eólicos [20]. Recordar que en plantas hidroeléctricas y termo eléctricas el estatismo está relacionado con la posición de la válvula de la turbina, y puede considerarse que varía linealmente. Mientras que, en un aerogenerador, esta relación no es del todo constante ya que depende de las condiciones del viento.

Vale la pena mencionar que cada estrategia de control tiene un tiempo de respuesta particular. Las estrategias que operan con base en el par electromagnético son usualmente más rápidos respecto a los que utilizan la velocidad del rotor o el ángulo de las aspas [21]. En cualquier caso, para establecer la estrategia de control de frecuencia en un DFIG, se suele partir de modelos clásicos de gobernadores de velocidad usados en plantas convencionales.

- *Avances en los códigos de red Europeos*

Dentro del desarrollo de los códigos de red de diversos países de Europa, se han asignado responsabilidades a los propietarios de turbinas eólicas con el fin de dar soporte a la red ante excursiones de frecuencia. Por ejemplo, en el código de red de Irlanda se establece que los parques eólicos deben contar con sistemas de respuesta en frecuencia [22]. En Alemania, si una planta eólica tiene una capacidad instalada de 100 [MW] o más, esta debe ser capaz de proveer respuesta primaria al sistema [23]. En el código de red danés, se pide de forma individual que cada aerogenerador cuente con un controlador de frecuencia automático [24]. En Gran Bretaña, se pretende que las granjas eólicas contribuyan a la respuesta ante alta frecuencia, por medio de la reducción, a un valor muy pequeño, del par del generador [25].

Es por eso que en México deben actualizarse los requerimientos de interconexión de parques eólicos con base en el conocimiento pleno de su funcionamiento y operación una vez integrados a los sistemas de potencia, a fin de considerarlos en la regulación de frecuencia del SEN.

1.2 Justificación de la tesis

La evolución de las redes eléctricas demanda evaluar el impacto que conlleva la inclusión de energías limpias. Esta evolución tecnológica involucra reemplazar los generadores convencionales por grandes parques eólicos DFIG, por ejemplo. La generación de energía eólica cada día se consolida como una de las formas de obtención de energía eléctrica más rentable en el mundo. Varios países de Europa están realizando fuertes inversiones en esta tecnología debido su eficiencia y relación costo-beneficio.

En el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032 [26], se reporta que la capacidad instalada de las centrales eólicas en México alcanzó los 4,199 [MW] en 2017. Sin embargo, dentro del territorio nacional se estima un potencial de al menos 15,000 [MW]. Los parques eólicos aportaron durante el 2017 alrededor del 3% de la generación total nacional. Mientras que a nivel mundial, se ha registrado un incremento del 10% de la capacidad instalada de parques eólicos, por lo que diversos países están dedicando esfuerzos importantes al desarrollo e investigación de esta tecnología [27]. En esta tesis se estudia la forma en que debe operar un parque eólico con tecnología DFIG para contribuir a la regulación de frecuencia, cumpliendo al

mismo tiempo con los requerimientos de interconexión señalados en el Código de Red de México (CRM) [28].

La Tabla 1 muestra un resumen de la respuesta esperada por un parque eólico que se integra al SEN de acuerdo con el CRM. Se observa que su característica de regulación debe estar ente el 3% y el 8% con respecto a su capacidad máxima. El CRM también detalla la participación de regulación de potencia-frecuencia, para todos los tipos de centrales eléctricas (tipo A, B, C y D), como se muestra en la Fig. 1.2. La banda muerta corresponde al segmento I-II (± 30 mHz), mientras que el segmento de II a IV indica que, al momento de un aumento de frecuencia se debe disminuir la potencia activa que se inyecta a la red. Finalmente, el segmento I a III señala que en caso de que la frecuencia disminuya se debe aumentar la potencia que se inyecta a la red.

Tabla 1 Respuesta de potencia activa del control primario de frecuencia [28]

Parámetros		Rangos
Intervalos de incremento de potencia activa en relación con $*P_{ref}$	$ \Delta P_I / P_{ref}$	3- 10 %
Insensibilidad propia del control de respuesta en frecuencia	$ \Delta f_i $	5-15 mHz
	$ \Delta f_i / f_n$	0.008 -0.025%
Banda muerta de respuesta a la frecuencia		± 30 mHz
Característica de regulación		3 - 8%

$*P_{ref}$ es igual a la capacidad máxima en centrales síncronas. Para centrales asíncronas es igual a la potencia activa real al momento que se alcanza el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia, o bien, la capacidad máxima respecto a lo indicado por el CENACE.

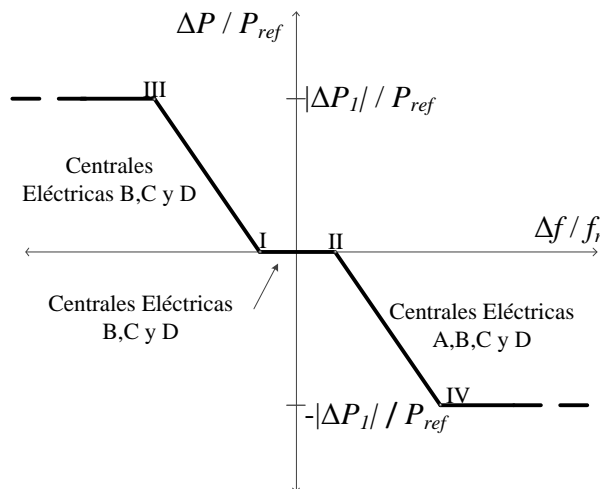


Fig. 1.2 Control primario en frecuencia de centrales eléctricas [28]

En este contexto, esta tesis se desarrolla bajo el interés de estudiar la regulación de frecuencia con parques eólicos DFIG interconectados a la red bajo una perspectiva del CRM. Un tópico como este puede ayudar en la toma de decisiones durante la operación y planeación del SEN. Al mismo tiempo servirá para identificar los aspectos técnicos y operativos básicos para preparar la infraestructura eléctrica de un SEP a fin de incluir masivamente este tipo de tecnología, identificando sus beneficios y retos a vencer, en cuanto al soporte de regulación de frecuencia se refiere.

1.3 Motivación de la tesis

Este trabajo se ve impulsado por los nuevos proyectos y planes de expansión trazados para la siguiente década, tanto a nivel nacional con el programa de redes eléctricas inteligentes publicado por la SENER en el 2016 [29], como a nivel mundial, con la inclusión masiva de energía eólica en países de Europa, Asia y América. Esta tesis encuentra su sentido de desarrollo en el compromiso medioambiental de México de reemplazar la quema de combustibles fósiles por energía limpia, ayudando a la reducción de gases de efecto invernadero.

En esta tesis se busca realizar un análisis profundo que tome en cuenta el impacto de los parques eólicos basados en turbinas DFIG sobre la estabilidad de frecuencia de un SEP a fin de respaldar y justificar los beneficios técnico-económicos. En la actualidad, con la evolución constante de la electrónica de potencia es posible crear mecanismos más confiables, seguros y de calidad que ayuden a un suministro de energía ininterrumpido. Se puede innovar en la forma de control y operación de estos componentes, de tal suerte que mecanismos complejos se vuelvan simples y fáciles de aplicar. Mediante la implementación de esquemas de operación y control adecuados es factible la integración masiva de plantas eólicas a una red como la del SEN.

1.4 Objetivos

Esta tesis tiene como objetivo general aportar al conocimiento de aerogeneradores y su aplicación en la regulación primaria de frecuencia dentro de un SEP, bajo el contexto del Código de Red de México. A partir de un desarrollo estructurado y bien ordenado del tema, se toma como punto de partida a la generación convencional, a fin de plantear semejanzas y diferencias respecto

al control de potencia activa-frecuencia en aerogeneradores DFIG. Los objetivos particulares de esta tesis se enlistan a continuación:

- Analizar la capacidad que tienen los aerogeneradores DFIG para participar en la regulación primaria en frecuencia, cumpliendo al mismo tiempo con lo establecido dentro del Código de Red de México.
- Implementar y validar el lazo de droop control por medio de la técnica de control del ángulo de las aspas (pitch control, por sus siglas en inglés).
- Realizar un análisis dinámico del desempeño del control del ángulo de las aspas aplicado a un parque eólico de gran capacidad interconectado a la red.
- Analizar las diversas técnicas para la regulación de frecuencia con aerogeneradores desarrolladas hasta la fecha, y explicar el papel que juegan las diferentes condiciones de viento en la inyección de potencia de un parque eólico.
- Validar la pertinencia, o no, de la operación de los parques eólicos con respecto al Código de Red de México.

1.5 Alcances

En esta tesis se trabaja en el análisis de aerogeneradores tipo DFIG ya que actualmente son los más comercializados en la industria eléctrica. Esto se debe a su capacidad de regular voltaje, controlar la potencia activa y reactiva que se inyecta o absorbe de la red a través del convertidor B2B, y capacidad de soportar fallas (fault-ride through, por sus siglas en inglés). Aunado a lo anterior, el rango de velocidad variable de $\pm 30\%$, respecto a la velocidad nominal de diseño, lo convierte en una opción muy atractiva para la generación limpia y renovable con un alto grado de control. Respecto a las demás topologías de aerogeneradores únicamente se abordan los principios básicos de funcionamiento dentro del Capítulo 3 de la tesis. Los temas de interés considerados en esta tesis son los diferentes enfoques y lazos de control para el control de potencia activa y regulación de frecuencia con DFIG. Es por eso que dentro del convertidor B2B se detalla de manera adecuada la estrategia y funcionamiento de los controles relacionados con la potencia mecánica, eléctrica y el cambio en el ángulo de las aspas del rotor.

Los casos de estudio elaborados en el Capítulo 4 son implementados en el software Simscape ElectricalTM en Simulink – Matlab[®]. Se utiliza el modelo de parque eólico DFIG *average model*,

al cual se le agrega el lazo de regulación de frecuencia mediante el control del ángulo de las aspas. Además, a fin de eficientar los tiempos de computo, se decidió trabajar con el modelo promediado de VSC, preservando la respuesta dinámica de los aerogeneradores y obteniendo al mismo tiempo una mejora significativa en el tiempo de cómputo.

Debido a que el comportamiento del viento en la realidad involucra un proceso estocástico, se necesitaría estudiar y aplicar modelos heurísticos como la predicción del viento, los cuales debido a su extensión no son incluidos en este trabajo de tesis. Por lo tanto, los incrementos y decrementos en la velocidad del viento fueron aplicados como rampas de pendiente positiva y negativa, así como funciones escalón dentro de las simulaciones realizadas. Esto permite obtener una visión aceptable acerca del comportamiento real de los parques eólicos instalados actualmente, ya que en la práctica, el sistema de medición del viento realiza un promedio de la señal medida.

1.6 Hipótesis

- Un generador eólico DFIG de velocidad variable, a través de su mecanismo de control, puede ser operado a un nivel subóptimo, para lograr una reserva rodante de potencia.
- Por medio de estrategias de control y establecimiento de puntos de operación adecuados se puede extraer la máxima potencia de los aerogeneradores en momentos clave donde el sistema eléctrico se vuelve vulnerable ante fallas de frecuencia en el sistema.
- El Código de Red de México establece que los parques eólicos deben ser capaces de brindar regulación de frecuencia al SEN. La característica de regulación de un parque eólico varía en función del punto operativo de los aerogeneradores DFIG (velocidad de viento). Esto se traduce en una reducción de la eficiencia con la que un parque eólico DFIG pueden proveer regulación de frecuencia a la red.
- El control del ángulo de las aspas es un mecanismo que a pesar de presentar limitaciones en las tasas de cambio de sus componentes mecánicos, puede funcionar adecuadamente para contribuir a la respuesta inercial y respuesta primaria en frecuencia ante cualquier velocidad de viento.
- La integración a la red de parques eólicos a gran escala permite reemplazar parte de la generación convencional, mateniendo una operación segura y confiable de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.7 Organización de la tesis

- El **Capítulo 1** ofrece un panorama general de la situación actual del SEN, así como de la generación eólica a nivel mundial. Se exponen los antecedentes de diversos trabajos realizados para la regulación de frecuencia con turbinas eólicas DFIG. Se justifica la importancia de esta tesis, tomando como eje de referencia lo establecido dentro del Código de Red de México.
- El **Capítulo 2** aborda el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia y su relación con la regulación de frecuencia. Se estudia el funcionamiento del sistema gobernador de velocidad de plantas convencionales y se plantean los lazos de control automático de carga. A partir de lo anterior, se presenta el concepto de regulación de frecuencia, y su relación con la respuesta inercial, primaria, secundaria y terciaria de un SEP.
- El **Capítulo 3** presenta los temas relacionados con la aerodinámica de los aerogeneradores y las diversas topologías existentes. Los esfuerzos se centran en las turbinas eólicas DFIG, presentando los diversos lazos de control existentes para la potencia activa por medio del control vectorial aplicado al enlace VSC-B2B. Se analiza el funcionamiento del lazo de regulación de frecuencia con la técnica de control de ángulo de las aspas, y se describen las relaciones entre los subsistemas mecánicos y eléctricos del aerogenerador.
- En el **Capítulo 4** se presentan los casos de estudio. En un inicio, se evalúa el lazo de control implementado ante una disminución de frecuencia del sistema, con decrementos en la velocidad del viento, para diferentes porcentajes de regulación y distintos valores de reserva de potencia (deloading). Cabe resaltar que en esta sección de la tesis, se presenta un caso de estudio correspondiente a un equivalente del Sistema Interconectado Nacional, operando ante escenarios de demanda máxima y demanda mínima, donde se avalúa la participación en la regulación primaria de frecuencia de parque eólicos ante aumentos de carga en la red.
- En el **Capítulo 5** se presentan las conclusiones, discutiendo los resultados principales obtenidos durante el desarrollo de este documento. Finalmente se enlistan los trabajos futuros más relevantes que podrían ser desarrollados en próximas investigaciones.

Capítulo 2

Regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia

2.1 Introducción

Un sistema eléctrico de potencia puede definirse como un conjunto de dispositivos o elementos que se interconectan entre sí, interactuando de forma continua o parcial, con el fin de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica. Durante los procesos de transformación de la energía eléctrica se pueden identificar tres subsistemas principales, los cuales se describen a continuación.

- a. Generación: es la conversión de las energías primarias, presentes en la naturaleza, en energía eléctrica. Plantas hidráulicas, termoeléctricas, parques eólicos submarinos en tierra y mar adentro, plantas nucleares, entre otras, son ejemplos de plantas generadoras. Los niveles de tensión típicos en generación son de 11 [kV] a 35 [kV].
- b. Transmisión: Subsistema donde se unifican las diferentes formas de generación con el propósito de elevar la tensión a valores del orden de 230 [kV] hasta 765 [kV]. Altas tensiones en líneas de transmisión minimizan las pérdidas durante el transporte de energía, con el fin de preservarla hasta llegar al área de distribución. Dentro de esta etapa se encuentra un subsistema denominado subtransmisión, el cual se encarga de modificar la tensión a niveles del orden de 69 [kV] a 138 [kV]. Existen algunas industrias que se abastecen de energía a través de las redes de subtransmisión, por lo que los proyectos de interconexión se realizan directamente a dichos niveles de tensión.

- c. **Distribución:** esta es la última etapa del proceso de la energía eléctrica, aquí la tensión se reduce a valores dentro de un rango de 4 a 34.5 [kV]. También, se hace uso de transformadores que permiten disminuir aún más la tensión a valores de 115 [V] ó 220[V] para uso comercial y residencial.

Los objetivos de control de un SEP están relacionados con que los voltajes y la frecuencia eléctrica se mantengan dentro de límites aceptables. Mientras que al momento de un disturbio (fallas monofásicas, bifásicas, trifásicas, aumento de carga, deslastre de cargas, desconexión de generadores etc.), es necesario contar con reservas de potencia suficientes, así como estrategias de control adecuadas a fin de contribuir a que el sistema regrese lo más pronto posible a sus condiciones normales de operación. En este contexto, este trabajo de tesis se centra en analizar los factores que intervienen dentro del subsistema de generación de energía eléctrica. Específicamente, se aborda el tema de regulación de frecuencia en un SEP que contiene alta penetración de generación eólica.

2.1.1 Operación y control de los sistemas eléctricos de potencia

El objetivo principal de un sistema eléctrico de potencia es su operación dentro de límites establecidos de seguridad para evitar daños a las máquinas o afectaciones a los usuarios finales del sistema. El principio de operación de un SEP se basa principalmente en el control de frecuencia, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, entre otros factores. Para esto, se utilizan lazos de control que comparan las mediciones de la red contra cantidades de referencia, las cuales se obtienen a través de análisis de estabilidad, cuyos resultados son los valores óptimos de operación del sistema, tanto en estado estacionario como en régimen dinámico.

En un SEP existen cambios y ajustes constantes durante su operación donde la misión radica en mantener un control del sistema dentro de los puntos óptimos de operación. El dinamismo propio de cada elemento debe ser controlado partiendo de un análisis en estado estacionario. Por consiguiente, para el análisis de estabilidad en un SEP, es pertinente considerar los parámetros de la red como cantidades que llevan adheridas naturalmente incrementos o decrementos en el tiempo.

2.1.2 Concepto de regulación de frecuencia

Una vez planteado el contexto general de la operación y control de un SEP, se puede decir que un sistema es estable en términos de frecuencia si el valor de esta última permanece prácticamente constante o dentro de límites aceptables. Estos límites de seguridad vienen establecidos en los códigos de red de cada país. En el caso de México, los límites de frecuencia para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) operando en condiciones normales están definidos en un rango de 59.8 [Hz] a 60.2 [Hz]. Dichos límites pueden consultarse en el manual regulatorio de estados operativos del SEN [28]. Acciones correctas y oportunas en la regulación de frecuencia derivan en un funcionamiento óptimo de plantas generadoras, motores y preservación de cargas conectadas a la red, evitando así daños en los componentes mecánicos y aislamientos de las máquinas, así como afectaciones a usuarios de la red eléctrica. De esta manera se logra mantener un sistema confiable, seguro, de calidad y continuo.

2.1.3 Algunos problemas asociados a la regulación de frecuencia

Industrias y fábricas donde se realizan procesos de manufactura de alta precisión requieren de un suministro de energía de calidad, segura y confiable. Otros elementos dentro del sistema como los transformadores, al ser sometidos a caídas de frecuencia, dan como resultado corrientes elevadas de magnetización, las cuales pueden ocasionar calentamientos en los devanados y por consecuencia daños en los aislamientos [5]. Un caso extremo de falla por frecuencia podría ocasionar la baja en servicio de un transformador dejando sin suministro a una cantidad considerable de usuarios, además de paros en la producción de industrias y ventas en comercios. También existen relojes eléctricos que requieren mantenerse en sincronía para cumplir con propósitos de medición de tiempo preciso. La integral de la frecuencia está directamente relacionada con la sincronía de estos dispositivos. Por lo tanto, se requiere de un suministro de energía de frecuencia constante, donde la integral evaluada en un intervalo de tiempo definido sea siempre del mismo valor dentro de ciertos límites tolerables.

2.2 Regulación de frecuencia y control de potencia activa

Las condiciones de demanda de carga varían en el transcurso de un día, además de que se puede presentar alguna condición de falla en el sistema (por ejemplo, desconexión de líneas de transmisión o generadores). Es por esto que las plantas convencionales, hidroeléctricas y

termoeléctricas, deben de ser capaces de ajustar sus parámetros a fin de mantener un balance entre la carga y la generación del sistema.

En plantas hidroeléctricas se cuenta con grandes volúmenes de agua almacenados, donde el control de potencia se realiza cerrando o abriendo la válvula que permite el flujo del líquido a la turbina. De esta forma se incrementa la presión de agua y se fuerza al líquido a salir a través de las compuertas haciendo girar el sistema turbina-generator [30]. El comando para liberar la energía potencial acumulada se ejecuta cuando la frecuencia comienza a caer peligrosamente por debajo de los límites de tolerancia. Entonces se abre la válvula principal y el gobernador de velocidad gira las paletas guías por donde fluirá el agua.

Las plantas termoeléctricas también son ampliamente usadas dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Este tipo de plantas funcionan bajo el principio de combustión externa, donde el calor producido durante la quema de cierto combustible es transferido a un primotor a través de superficies termo conductoras [31]. Estas superficies entran en contacto con un depósito de agua a baja temperatura produciendo vapor que fluye a través de un tubo hacia la turbina, haciendola girar y esta a su vez al generador produciendo electricidad. A los generadores de una planta termoeléctrica también se les conoce como boilers. Finalmente, después de que el vapor terminó su recorrido por diferentes zonas dentro del generador, es liberado a la atmósfera mediante torres de refrigeración.

Al igual que en las plantas hidroeléctricas, es necesario que las termoeléctricas cuenten con esquemas de control de gobernador de velocidad lo suficientemente efectivos para hacer frente a las variaciones de carga en el sistema. Estas fluctuaciones pueden provocar que la frecuencia se desvíe de manera peligrosa de su valor nominal. Es por esto, que el sistema del gobernador debe actuar de manera rápida, pero al mismo tiempo de forma suave para preservar el funcionamiento de los componentes mecánicos de las máquinas.

2.2.1 Modelo del generador – dinámica del rotor

Una parte fundamental dentro del modelado de un generador consiste en describir el comportamiento dinámico del rotor [32]. El estudio de la dinámica del rotor permite obtener datos esenciales como la constante de inercia H de una planta de generación. La ecuación de oscilación (2.1) describe el movimiento del rotor en los generadores síncronos.

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad [\text{N-m}] \quad (2.1)$$

donde,

- J Momento de inercia total de la masa del rotor [$\text{kg} \cdot \text{m}^2$].
- θ_m Desplazamiento del rotor respecto al eje de rotación síncrono [rad].
- t Tiempo en segundos [s]
- T_m Par mecánico suministrado por primotores (hidro turbinas o turbinas de vapor) menos las pérdidas rotacionales en [N-m].
- T_e Par eléctrico neto [N-m].
- T_a Par acelerante [N-m].

En estado estacionario (2.1) se puede igualar con cero lo que significa que no hay aceleración, por lo tanto, el par mecánico resulta ser igual al par eléctrico en el generador. Cuando no hay aceleración se dice que el generador está girando a una velocidad síncrona. La expresión matemática (2.2) representa los desplazamientos del rotor medidos respecto a una referencia de rotación síncrona.

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (2.2)$$

donde ω_{sm} es la velocidad angular en [rad/s], el ángulo δ_m simboliza el desplazamiento angular del rotor [rad] respecto al eje de rotación síncrono. Aplicando la primera y segunda derivada a la ecuación (2.2) se obtiene (2.3) y (2.4), respectivamente,

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad [\text{rad/s}] \quad (2.3)$$

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (2.4)$$

donde (2.3) representa la velocidad angular y (2.4) simboliza la aceleración del rotor medida en [rad/s^2]. Sustituyendo la ecuación (2.4) en (2.1) se obtiene (2.5).

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad [\text{N-m}] \quad (2.5)$$

La expresión anterior representa el par acelerante en el rotor, sin embargo, si se multiplica toda la expresión anterior por la velocidad angular síncrona de la máquina, ω_{sm} , de acuerdo con (2.6) se puede obtener una ecuación en términos de la potencia acelerante del generador P_a .

$$P_a = T_a \omega_{sm} \quad [\text{W}] \quad (2.6)$$

donde T_a es el par acelerante en la máquina. Aplicando (2.5) en (2.6), se obtiene,

$$J \omega_{sm} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{W}] \quad (2.7)$$

donde,

- P_m Potencia mecánica de entrada en el eje de la máquina menos las pérdidas rotacionales
- P_e Potencia eléctrica
- P_a Potencia acelerante

El coeficiente $J \omega_{sm}$ en (2.7) es conocido como el momento angular del rotor. Cuando el rotor gira a velocidad síncrona el momento angular del rotor puede expresarse por medio del coeficiente M al que se le conoce como constante de inercia [4].

$$M = J \omega_{sm} \quad (2.8)$$

En las máquinas síncronas también existe una constante de inercia representada en p.u. definida como el parámetro H . Este parámetro representa la relación de la energía cinética almacenada a velocidad síncrona en [MJ], entre la potencia aparente de la máquina en [MVA] [33],

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{mach}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_{mach}} \quad [\text{MJ/MVA}] \quad (2.9)$$

Para obtener la ecuación de oscilación de la máquina el primer paso es despejar de la ecuación (2.9) al coeficiente M con lo cual se obtiene la ecuación (2.10).

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{mach} \quad [\text{MJ/rad}] \quad (2.10)$$

En (2.10) los radianes mecánicos se miden con base en la posición de los polos de la máquina. Sustituyendo (2.10) en (2.7) y dividiendo toda la expresión entre la potencia aparente trifásica S_{mach} se obtiene (2.11).

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{p.u.}] \quad (2.11)$$

En (2.11) ω_{sm} representa la velocidad síncrona [rad/s]. Cuando el valor del parámetro δ está dado en radianes, se debe considerar $\omega_s = 2\pi f$, mientras que en el caso de que el valor de δ este dado en grados, entonces se debe usar $\omega_s = 360f$. La expresión (2.11) es conocida como la ecuación de oscilación de la máquina síncrona y es fundamental para estudios de estabilidad transitoria en un SEP.

La ecuación diferencial de segundo orden (2.11) puede escribirse como dos ecuaciones diferenciales de primer orden. Por lo tanto, (2.12) y (2.13) representan una manera alterna de escribir la ecuación de oscilación de la máquina.

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (2.12)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.13)$$

Vale la pena mencionar que la potencia eléctrica P_e de (2.12) esta en por unidad respecto a la misma base de potencia que la constante de inercia H . En (2.13), ω representa la velocidad angular de la máquina mientras que ω_s representa a la velocidad angular síncrona [32].

2.2.2 Lazos de control básicos en plantas convencionales

En la mayoría de las plantas convencionales existen dos lazos de control básicos a través de los cuales se ejerce un control sobre el voltaje en terminales y sobre la potencia de salida del generador, como se observa en la Fig. 2.1. El lazo de control que se encarga de regular el voltaje es el excitador, también conocido como AVR (Automatic Voltage Regulator, por sus siglas en inglés). El AVR se encarga de medir de manera constante el nivel de tensión en terminales para después rectificarlo y controlar la corriente que llega a los devanados de campo del rotor. La magnitud de la señal de voltaje es comparada contra un voltaje de referencia, cuyo resultado es la señal de entrada para el excitador de la máquina. Finalmente, el excitador ajusta la tensión en los devanados de campo del generador, regulando así la tensión en terminales de la máquina síncrona.

Otro lazo de control es el control automático de carga/frecuencia, ALFC (Automatic Load Frequency Control, por sus siglas en inglés), el cual se encarga de regular la potencia de salida, así como la frecuencia del generador. Regular la frecuencia significa ejercer un control directo sobre la velocidad mecánica de la máquina. El ALFC se compone principalmente de dos lazos: uno primario y otro secundario, tal como se aprecia en la Fig. 2.1. El lazo primario es considerado

como un lazo de control rápido que funciona con base en la frecuencia medida del generador. Este a su vez interactúa con el gobernador de velocidad, el cual controla las válvulas por donde fluye el vapor (para el caso de plantas termoeléctricas), o las paletas guías y compuertas por donde fluye el agua hacia la turbina (para el caso de las plantas hidroeléctricas).

El objetivo final del lazo primario es soportar los cambios y fluctuaciones rápidas de carga en el sistema, tratando de mantener un balance constante de potencia respecto a la demanda. El lazo secundario es considerado como un lazo más lento respecto al primario. Su tarea consiste en realizar ajustes finos sobre el valor de la frecuencia, y en restablecer acciones para mantener un óptimo intercambio de potencia con otras áreas del sistema eléctrico.

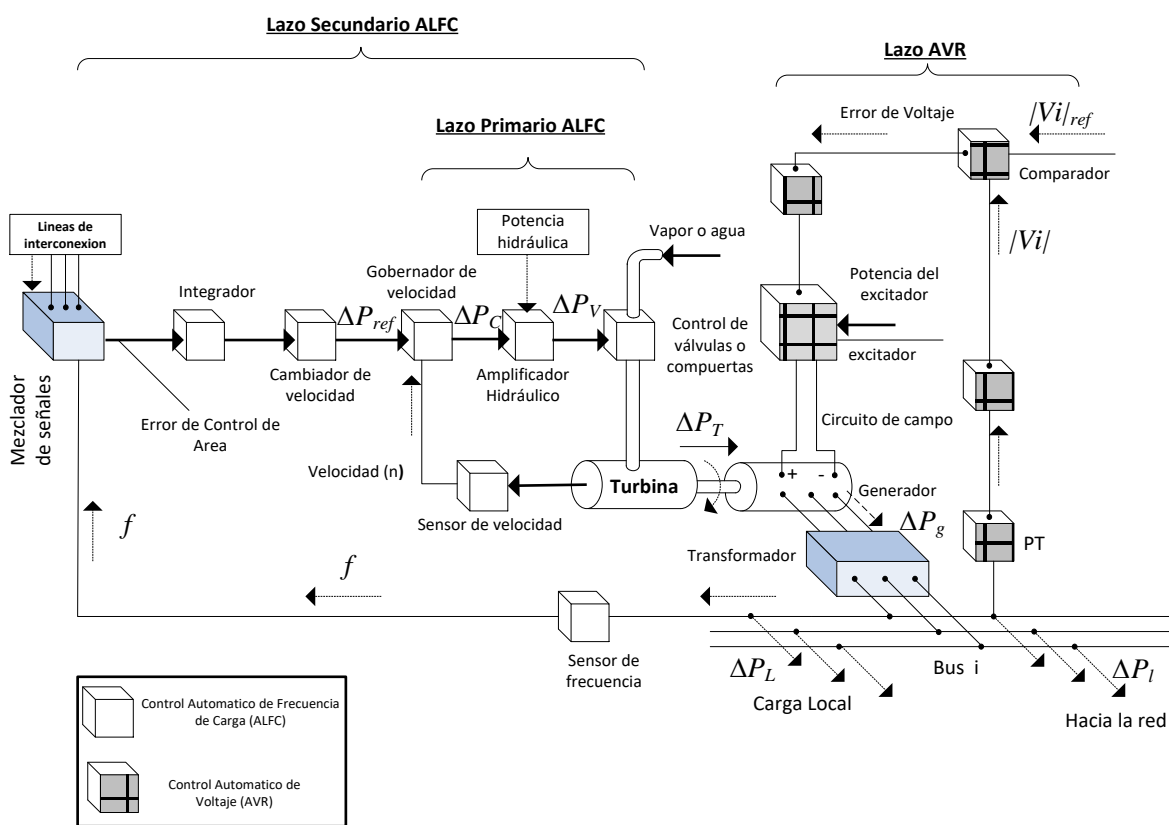


Fig. 2.1 Lazos de control ALFC y AVR en una planta convencional [4]

La interacción entre el AVR y ALFC existe, pero es mínima y a veces casi imperceptible. Se entiende que una acción del lazo de control del AVR finalmente afecta en la magnitud de la *fem* (E) producida por el generador. Esta *fem* por lo tanto ocasiona un impacto en la generación de potencia activa (P_g), debido a esto se puede justificar esta singular interacción conocida como

acoplamiento cruzado entre el AVR y ALFC [4]. Sin embargo, el lazo de control del AVR es más rápido que el lazo de control ALFC, donde los tiempos de acción comúnmente no interfieren el uno con el otro.

2.2.3 Gobernador de velocidad

El gobernador de velocidad es utilizado para el control de frecuencia y potencia activa en plantas de generación. El gobernador de velocidad se encarga de controlar el par mecánico de manera individual en cada turbina del sistema. Este a su vez constituye de manera integral el lazo primario de control mencionado en la Sección 2.2.2.

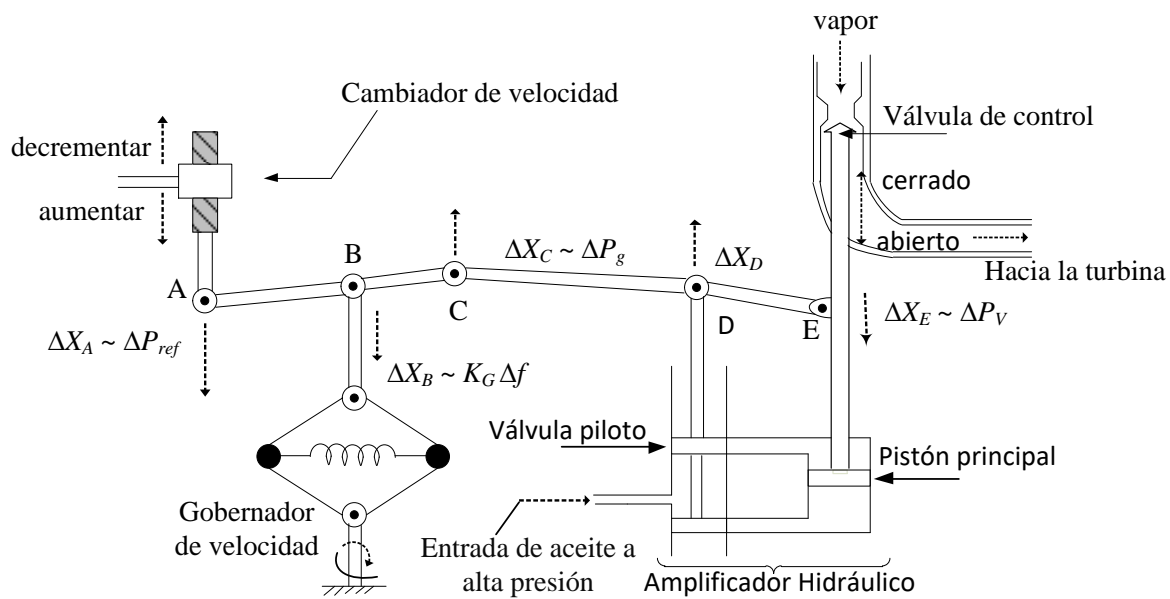


Fig. 2.2 Diagrama simplificado del lazo primario de control ALFC [4]

La Fig. 2.2 muestra un diagrama simplificado del lazo de control primario ALFC. Se puede observar que este lazo de control se conforma básicamente de un cambiador de velocidad, un gobernador de velocidad, una etapa de amplificación hidráulica, un pistón principal y un control de válvulas. También se identifican puntos de enlaces A, B, C, D y E, a través de los cuales se acoplan los cinco componentes antes mencionados.

Todos estos trabajan en conjunto para controlar la posición del pistón principal, y por consecuencia la posición de la válvula por donde fluirá el vapor o agua hacia la turbina. Las acciones de control sobre el pistón principal se pueden hacer de tres maneras diferentes.

- Opción 1.** Directamente a través del cambiador de velocidad, por lo cual un cambio en X_A se traduce en un incremento en los ajustes de la potencia de referencia ΔP_{ref} .
- Opción 2.** Indirectamente usando retroalimentación de los cambios de posición en el pistón principal.
- Opción 3** Indirectamente usando retroalimentación de los cambios de velocidad ΔX_B .

En general, los movimientos en los acoplamientos son pequeños, por lo cual se puede hacer referencia a ellos como incrementos minúsculos de potencia expresados en MW o en p.u. Por otro lado, el comando de salida del gobernador de velocidad se define como ΔP_g y es medido a través de los cambios de posición ΔX_C . La salida del gobernador de velocidad depende básicamente de dos tipos de entrada, la primera entrada puede ser cambios en ΔP_{ref} , mientras que la segunda entrada podrían ser cambios en la velocidad del generador, por lo tanto, cambios en la frecuencia y en consecuencia cambios en ΔX_B . Incrementos en ΔP_g son resultado de incrementos en ΔP_{ref} , y por consiguiente disminuciones en Δf .

En otras palabras, cuando ocurren incrementos de carga la frecuencia del sistema comienza a bajar, por lo tanto, el lazo ALFC debe tener la capacidad de aumentar la potencia de salida, lo cual significa incrementos en ΔP_g . La lógica de funcionamiento anterior se representa mediante (2.14), la cual relaciona el comportamiento de la potencia dentro del ALFC respecto los cambios de frecuencia en el generador.

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad [\text{MW}] \quad (2.14)$$

donde (2.14) también puede escribirse en el dominio de Laplace como:

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \quad (2.15)$$

El término R en (2.15) simboliza una constante de regulación también conocida como constante de caída ó *droop*, medida en [Hz/MW]. La Fig. 2.3 muestra dos rectas L1 y L2 con pendiente igual a $R = 0.04$ p.u. mediante las cuales se puede entender de forma visual el concepto de *droop control*. El punto de inicio sobre el eje de las ordenadas es distinto para cada una de las rectas, lo que simboliza diferentes ajustes en la potencia de referencia dentro del lazo ALFC. Para la recta

cinética disponible. Esta última cantidad se representa por $W_{kin} = W_{kin}^0$ [MW·s], es decir, se parte de un estado estacionario.

- b. Cada vez que la demanda aumente se le considerará como una carga nueva, dónde la potencia generada intentará igualar en todo momento a la nueva potencia demandada, es decir, ΔP_G tiende al valor de ΔP_D .
- c. La diferencia entre la potencia en la turbina menos la potencia demandada se traduce en cambios de velocidad en el rotor, el cual a su vez tendrá impacto en el valor de frecuencia medida en terminales del generador. Adicionalmente, como la energía cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad, dentro de un área del sistema, esta se puede representar mediante:

$$W_{kin} = W_{kin}^0 \left(\frac{f}{f^0} \right)^2 \quad [\text{MW} \cdot \text{s}] \quad (2.17)$$

- d. Las cargas antiguas tendrán una dependencia con la frecuencia expresada mediante el amortiguamiento de la carga D ,

$$D = \frac{\partial P_D}{\partial f} \quad [\text{MW/Hz}] \quad (2.18)$$

Los cambios en la potencia de la turbina ΔP_T se obtienen mediante la suma de la potencia demandada, más los cambios de energía cinética en el tiempo, más los cambios respecto a la frecuencia de cargas antiguas (cargas previas existentes antes de aumentos o disminuciones en la potencia demandada), es decir,

$$\Delta P_T = \Delta P_D + \frac{d}{dt}(W_{kin}) + D\Delta f \quad [\text{MW}] \quad (2.19)$$

Considerando $f = f^0 + \Delta f$ y sustituyendo en (2.17) se obtiene,

$$W_{kin} = W_{kin}^0 \left(\frac{f^0 + \Delta f}{f^0} \right)^2 = W_{kin}^0 \left[1 + \frac{2\Delta f}{f^0} + \left(\frac{\Delta f}{f^0} \right)^2 \right] \approx W_{kin}^0 \left(1 + \frac{2\Delta f}{f^0} \right) \quad (2.20)$$

Despreciando el término cuadrático de la expresión anterior debido a que los cambios en frecuencia Δf son muy pequeños con respecto a la frecuencia f^0 y sustituyendo en (2.19) se obtiene,

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2W_{kin}^0}{f^0} \frac{d}{dt}(\Delta f) + D\Delta f \quad [\text{MW}] \quad (2.21)$$

Resulta conveniente expresar (2.21) en p.u. a fin de simplificar el análisis del lazo de control cerrado ALFC dividiendo (2.21) entre la potencia del generador P_r , de esta manera se llega a:

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2H}{f^0} \frac{d}{dt}(\Delta f) + D\Delta f \quad [\text{p.u.}] \quad (2.22)$$

donde D se expresa en [p.u./Hz] y H en [p.u.s],

$$H = \frac{W_{kin}^0}{P_r} \left[\frac{\text{MWs}}{\text{MW}} \right] \quad (2.23)$$

Vale la pena mencionar que H es independiente del tamaño del sistema de potencia, y sus valores típicos oscilan entre los 2 a 8 segundos. Otra manera de analizar la ecuación (2.23) es multiplicar el segundo término de la expresión por uno, lo cual no afecta la expresión y la ecuación quedaría expresada por (2.24)

$$\Delta P_T - \Delta P_D = 2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\Delta f}{f^0} \right) + D \frac{f^0}{f^0} \Delta f \quad [\text{p.u.}] \quad (2.24)$$

Aplicando la transformada de Laplace a (2.24) se obtiene,

$$\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) = \frac{2H}{f^0} s \Delta f(s) + D \Delta f(s) \quad (2.25)$$

que a su vez puede expresarse como (2.26), donde $G_p(s)$ es la función de transferencia que caracteriza al sistema y que permitirá cerrar el lazo de control del ALFC, es decir,

$$\Delta f(s) = G_p(s) [\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s)] \quad (2.26)$$

$$G_p(s) = \frac{K_p}{1 + sT_p} \quad (2.27)$$

donde,

$$K_p = \frac{1}{D} \quad [\text{Hz/p.u.MW}] \quad (2.28)$$

$$T_p = \frac{2H}{f^0 D} \quad (2.29)$$

La Fig. 2.4 muestra el lazo ALFC cerrado. Note que existen dos entradas representadas por ΔP_{ref} y ΔP_D , por lo tanto, los cambios en la demanda tendrán un impacto directo en el mecanismo del gobernador, es decir, en la respuesta de potencia activa de la turbina.

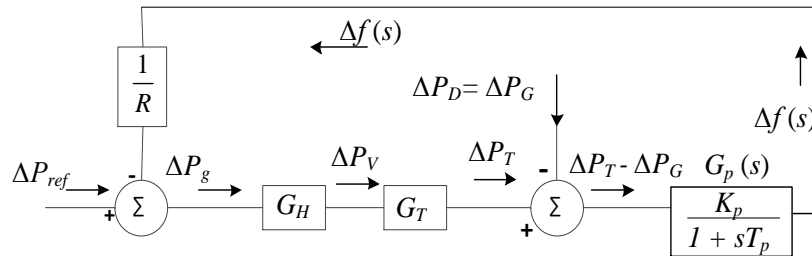


Fig. 2.4 Lazo cerrado de control primario ALFC [4]

2.2.5 Lazo de control secundario ALFC

El lazo de control secundario es un control integral, cuya entrada es el error de control de área expresado mediante $ACE = \Delta f$. El objetivo de este lazo de control es alcanzar valores de frecuencia más exactos después de una contingencia, ajustando el cambiador de velocidad dentro del sistema del gobernador. Existen cuatro características con las que debe cumplir este lazo secundario, las cuales se definen a continuación.

- a. Ser un lazo de control lo suficientemente estable.
- b. Minimizar el error de frecuencia durante un escalón de carga (control isócrona). Esto se refiere a minimizar el error transitorio durante una desviación de frecuencia.
- c. Minimizar la integral del error de frecuencia.
- d. Capacidad de repartir o compartir carga entre generadores de una misma área de control a fin de obtener ventajas económicas.

Es preciso mencionar que el tiempo de accionamiento del control secundario comúnmente va de los pocos segundos hasta los minutos.

2.3 Resumen: respuesta inercial, regulación primaria, secundaria y terciaria

La respuesta inercial es una propiedad de los generadores síncronos relacionada con la energía cinética almacenada en las masas rotativas de la máquina [34]. Es una respuesta automática local que aparece durante los primeros instantes de una contingencia. Por su rapidez es la primera que entra en operación, y posteriormente surgen la regulación primaria, regulación

secundaria y terciaria. La Fig. 2.5 muestra en color azul el comportamiento de la frecuencia al momento de que se presenta una contingencia en un SEP en el instante $t = A$, donde la frecuencia alcanza su punto más bajo indicado por la letra C. La respuesta inercial, segmento \overline{AC} , actúa instantes después de que ocurre la falla en el sistema.

La regulación primaria de frecuencia (RPF), mediante la respuesta de los gobernadores de velocidad, opera instantes de tiempo después de la respuesta inercial 5 a 30 [s], es decir, segmento \overline{BD} [35]. La línea en color magenta indica que la potencia generada en el sistema P_g aumenta conforme la frecuencia del sistema disminuye, y continua así hasta que f se estabilize en un valor muy cercano a su valor nominal inicial. La regulación secundaria opera en un lapso aproximado de treinta segundos después de que ocurre la contingencia, y puede durar varios minutos, tal como lo muestra el segmento $\overline{D'E}$. A diferencia de la respuesta primaria y secundaria, la regulación terciaria se realiza manualmente por los operadores de la red mediante el despacho económico de generadores con el objetivo de establecer las transacciones comerciales de energía pactadas en el mercado eléctrico.

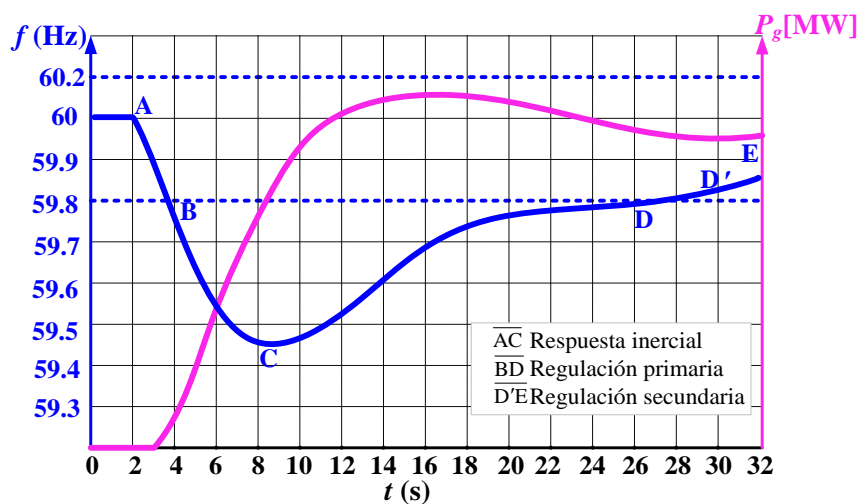


Fig. 2.5 Respuesta inercial, regulación primaria y secundaria en un SEP

- *Relación de los lazos ALFC con los aerogeneradores DFIG.*

Durante la RPF, la característica de regulación (R) dicta los cambios en la salida de potencia activa en las plantas convencionales por medio del gobernador de velocidad (lazo de control primario ALFC). No obstante, el estatismo de una máquina R también está presente en aerogeneradores con tecnología DFIG, donde el análogo al gobernador de velocidad corresponde al mecanismo de

control de ángulo de las aspas. En plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, la característica de regulación presenta una relación lineal entre la posición de la válvula y la potencia mecánica de la turbina (ver Fig. 2.3). Sin embargo, en aerogeneradores DFIG debido a que el viento es intermitente, el valor de R no permanece constante, lo que puede ocasionar que, bajo ciertas condiciones, estos no cumplan con el Código de Red de México.

Por otro lado, la inercia de una máquina (H) es otro factor primordial para la estabilidad de frecuencia de un SEP. En plantas convencionales este factor determina la cantidad de energía cinética que es liberada hacia el SEP durante la respuesta inercial, es decir, durante el segmento \overline{AC} de la Fig. 2.5. Los DFIG también proporcionan energía cinética almacenada en las masas rotativas, con la cual, es posible emular la respuesta inercial usando los lazos de control que se estudian en el Capítulo 3 de las tesis. Debido a todo lo anterior, el Capítulo 2 tiene como objetivo identificar los principales dispositivos que interactúan durante la respuesta inercial y la regulación primaria de frecuencia en un SEP, estableciendo de esta forma el contexto necesario para regular frecuencia con aerogeneradores DFIG.

Capítulo 3

Regulación de frecuencia con parques eólicos DFIG

3.1 Introducción

Los aerogeneradores de velocidad variable como el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), y el generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) son los más recientes diseños de turbinas eólicas ampliamente usados en la actualidad. Esto se debe a que poseen una mayor eficiencia aerodinámica y son capaces de extraer mayor energía respecto a los de velocidad fija. Una ventaja de los DFIG es el bajo estrés mecánico al que se exponen sus componentes, ya que el rotor trabaja de manera similar a un volante de inercia almacenando energía cinética de manera temporal ayudando así a reducir las variaciones del par. En cuanto al ruido ambiental que producen también se reduce debido a que las turbinas giran a bajas velocidades. Las diferencias de un DFIG respecto a un aerogenerador de velocidad fija radican en la capacidad de regular la potencia generada a través del control de ángulo de aspas usando un convertidor electrónico back to back (B2B) acoplado al rotor [38].

Es esta sección de la tesis, se estudia el modelo electromecánico del los aerogeneradores con tecnología DFIG usando el marco de referencia $dq0$. Este tipo de análisis se utiliza ampliamente dentro de las estrategias de control actuales. También se describen las técnicas de operación y enfoques de control para contribuir a la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con parques eólicos de velocidad variable DFIG.

3.2 Aerogeneradores utilizados en parques eólicos

- Aerogeneradores Tipo A

Los aerogeneradores de velocidad fija fueron los primeros en ser utilizados. Datan de los años 90's y su estructura consiste básicamente en un generador de inducción de rotor jaula de ardilla o de rotor devanado conectado directamente con la red [38]. Entre sus características principales destaca el uso de dispositivos utilizados para un arranque suave, además de bancos de capacitores para compensar el consumo de reactivos en el punto de interconexión de la red. Para optimizar la extracción de potencia estos aerogeneradores cuentan con dos devanados, uno para velocidades bajas de viento y el otro para velocidades medias y altas. Sin embargo, una de sus desventajas es la incapacidad de controlar potencia reactiva, además de la presencia de fluctuaciones en el par mecánico del generador cuando las condiciones de viento son intermitentes [38]. La Fig. 3.1 muestra la topología del aerogenerador de velocidad fija, también conocido como aerogenerador tipo A.

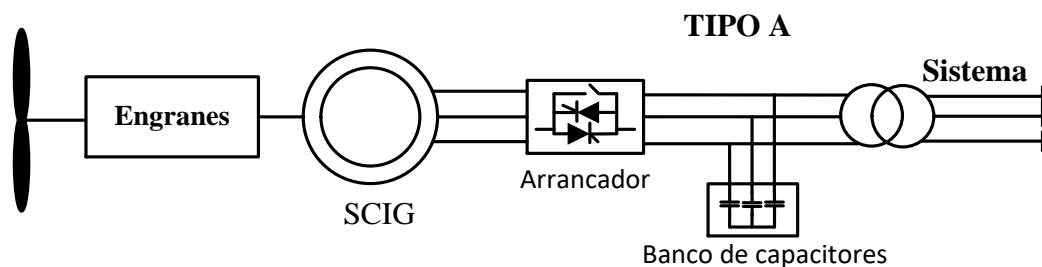


Fig. 3.1 Aerogenerador de velocidad fija con rotor tipo jaula de ardilla (SCIG)

- Aerogeneradores Tipo B

Por otro lado, los aerogeneradores más usados hoy en día son los de velocidad variable, conformados ya sea por máquinas de inducción o máquinas síncronas. Una de las primeras técnicas que surgió para poder manipular la velocidad del aerogenerador de inducción consistió en instalar una resistencia variable para regular la corriente de excitación al rotor. Aplicando esta resistencia el generador puede operar hasta en un 10% por arriba o por debajo de su velocidad síncrona [38]. En ciertas ocasiones se le suele clasificar a este tipo de aerogeneradores como aerogeneradores de velocidad variable o tipo B. Entre sus ventajas yace la posibilidad de instalar

una resistencia de acoplamiento óptico, con lo cual se puede eliminar el uso de anillos rozantes o escobillas para la excitación del rotor. La topología de este último se muestra en la Fig. 3.2.

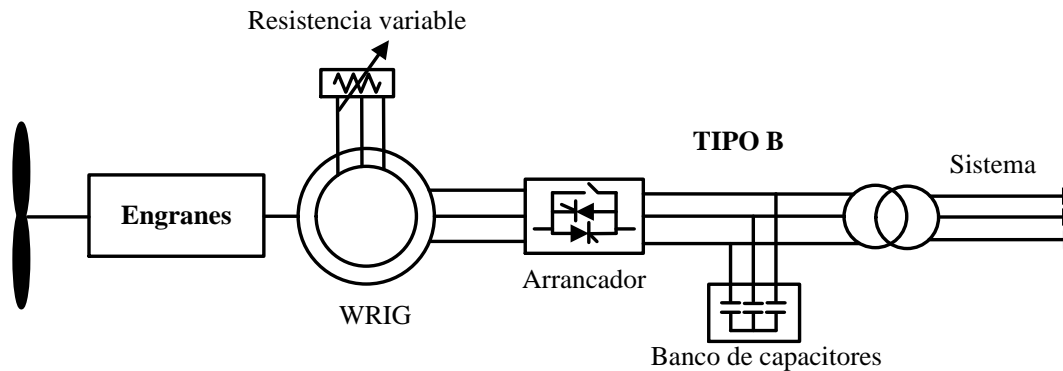


Fig. 3.2 Aerogenerador de inducción de rotor devanado (WRIG)

- *Aerogeneradores Tipo C*

Estos aerogeneradores usan convertidores electrónicos de potencia para la interconexión con la red. Gracias a que las variaciones de viento son absorbidas por cambios en la velocidad del generador, el par mecánico se mantiene prácticamente constante, minimizando así el estrés mecánico en sus componentes. Este tipo de aerogeneradores pueden acelerarse o desacelerarse en función de la disponibilidad del viento, permitiendo de esta forma maximizar la energía extraída del mismo [39]. La Fig. 3.3 muestra la topología del aerogenerador de velocidad variable DFIG, el cual utiliza un convertidor de escala parcial. Este convertidor adquiere su nombre debido a que aproximadamente el 30% de la potencia nominal del generador puede ser controlada mediante electrónica de potencia, mientras que el resto fluye directamente del estator a la red. En la siguiente sección se detallan más características de este tipo de generador.

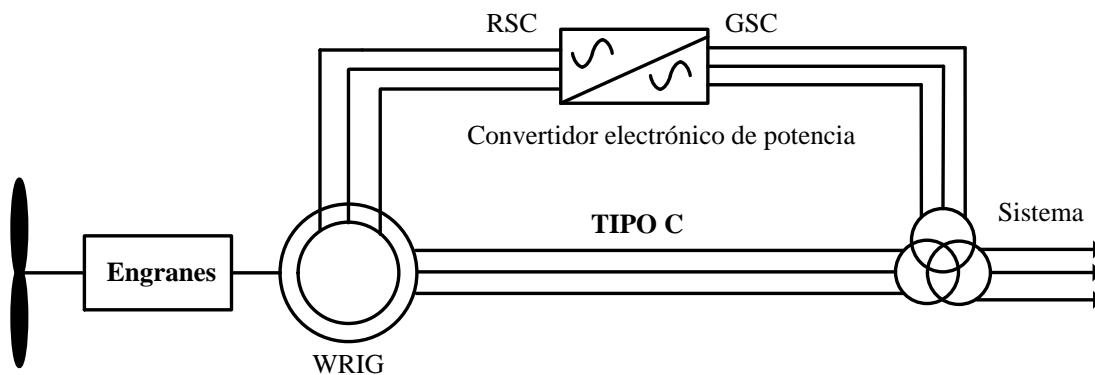


Fig. 3.3 Aerogenerador DFIG con rotor devanado [37,39]

- Aerogeneradores Tipo D

La Fig. 3.4 muestra la topología del aerogenerador con convertidor de escala completa. El convertidor de escala completa desacopla totalmente el aerogenerador de la red, esto quiere decir que la potencia se manipula en su totalidad por el convertidor. Estas turbinas eólicas pueden construirse con o sin caja de engranes, y emplear distintos tipos de generadores tal como un generador síncrono de imanes permanentes PMSG, generador síncrono de rotor devanado WRSG, o generador de inducción de rotor devanado WRIG [38].

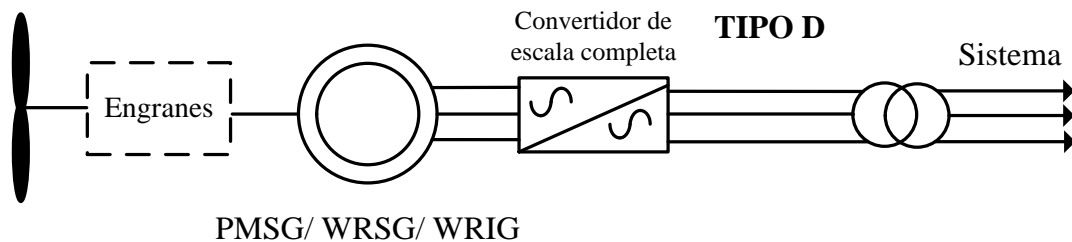


Fig. 3.4 Aerogenerador de imanes permanentes (PMSG)

En la literatura, así como distintos fabricantes, suelen clasificar a los aerogeneradores con base en la habilidad que poseen para controlar su velocidad y potencia activa, la Tabla 3.1 muestra ambos tipos de clasificación.

Tabla 3.1 Tipos de aerogeneradores según su velocidad y control de potencia [38]

Control de velocidad		Control de potencia activa		
		Stall	Pitch	Control Stall activo
Velocidad variable	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1	Tipo A2
	Tipo B	Tipo B0	Tipo B1	Tipo B2
	Tipo C	Tipo C0	Tipo C1	Tipo C2
	Tipo D	Tipo D0	Tipo D1	Tipo D2

Es importante mencionar que los aerogeneradores dentro del área sombreada no son utilizados dentro de la industria debido a que presentan un control de velocidad lento en comparación con los de tipo B1, C1 y D1. Un control lento vuelve vulnerable al aerogenerador cuando opera a máxima velocidad, lo que podría llevar a que se violen los límites máximos del par mecánico [38].

El control Stall mostrado en la Tabla 3.1 se basa en el diseño aerodinámico (geometría del rotor), el cual permite la pérdida de potencia cuando se excede el valor nominal de viento, sin embargo,

a bajas velocidades de viento no resulta del todo efectivo. Por su parte, el control de aspas (pitch control) hace referencia a la regulación de velocidad mediante la modificación del ángulo de ataque de las aspas contra el viento. Finalmente, el control Stall activo resulta de una combinación de los dos tipos de control de velocidad mencionados anteriormente. La Tabla 3.2 muestra un ranking de los principales fabricantes de aerogeneradores con base en su capacidad instalada en México, E.U. y China. Por medio de la tabla pueden identificarse a los principales fabricantes de aerogeneradores, así como su presencia dentro de dichos países.

Tabla 3.2 Principales fabricantes de aerogeneradores para México, EE.UU y China

Ranking	México [año2017]	Capacidad instalada [MW]	Estados Unidos de América [año 2014]	Capacidad instalada [MW]	China [año 2014]	Capacidad instalada [MW]
1	Siemens- Gamesa	1,663	*GE	27,952	Gold Wind	3,750
2	Acciona	731.5	**Vestas	11,916	United Power	1,487
3	Vestas	406.87	***Siemens	9,837	Mingyang Wind Power	1,286
4	Clipper	147.5	Mitsubishi	3,899	Envision Energy	1,128.1
5	Alstom	102	Suzlon	2,684	XEMC Wind Power	1,052
6	GE	22.00	Clipper	1,700	Shanghai Electric Group	1,014

*Se considera a General Electric y asociados (Enron, Zond y Tacke). **Se considera a Vestas con sus asociados (NEG Micon, Micon, Nordtank, NedWind Wind World). *** Se considera a Siemens y asociados (Bonus).

En la Tabla 3.2 se muestran los nombres y capacidad instalada en MW de las empresas fabricantes de aerogeneradores con mayor impacto en México, Estados Unidos y China [30,40,41]. Los datos para México son aplicables para el año 2017, mientras que los datos para los otros dos países son válidos para el año 2014. En México, la empresa con mayor presencia es Siemens-Gamesa, producto de una fusión entre Siemens Wind Power y Gamesa [41]. En Estados Unidos la principal empresa es General Electric de origen estadounidense, mientras que para China es Gold Wind la cual tiene su origen en la propia República de China.

Es importante remarcar que en el caso de Estados Unidos las empresas General Electric, Vestas y Siemens conforman el top tres, y con el paso del tiempo se han ido fortaleciendo uniendo fuerzas con otras empresas. Además, existe una relación directa entre la nacionalidad de los principales fabricantes respecto a los países con mayor desarrollo en energía eólica. Es decir, las principales potencias a nivel mundial en aerogeneradores son también fabricantes.

3.3 Principios de operación de un aerogenerador DFIG

Para poder operar los aerogeneradores de velocidad variable DFIG es necesario desacoplar la velocidad mecánica del rotor de la frecuencia eléctrica de la red. Esto se logra usando convertidores electrónicos de potencia [38]. El rotor de un aerogenerador DFIG se conecta a la red a través de un convertidor VSC-B2B. La topología básica de este tipo de generador se representa esquemáticamente en la Fig. 3.5, donde el estator está conectado directamente a la red. Por esta última razón, un DFIG tiene dos caminos posibles para transferir potencia. Aproximadamente el 30% de la potencia total de salida fluye a través del convertidor a la red, mientras que el 70% restante fluye directamente del estator a la red [38].

El bloque central superior de la Fig. 3.5 contiene al subsistema mecánico y eléctrico. El primer subsistema realiza un control de velocidad del rotor a través de un lazo de comunicación con el control de ángulo de las aspas. Mientras que, para comunicarse con el subsistema eléctrico, los bloques de control de velocidad del rotor y control de tensión en terminales establecen la potencia activa de referencia P_{ref} y potencia reactiva de referencia Q_{ref} , respectivamente. La comunicación con la máquina eléctrica se logra finalmente a través de la corriente del rotor I_R .

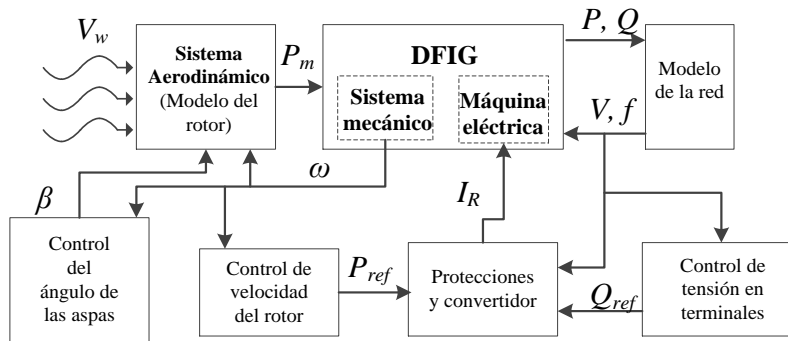


Fig. 3.5 Subsistemas involucrados en el funcionamiento de un aerogenerador DFIG [39]

Los puntos de referencia (set points) se usan para ajustar las protecciones, y para el funcionamiento de los lazos de control del convertidor. Todos estos subsistemas trabajan en función de las mediciones de tensión V y frecuencia de la red f , datos que son procesados para decidir cuanta potencia activa P y reactiva Q será inyectada a la red.

3.3.1 Componentes principales de un DFIG

Los principales componentes de un aerogenerador de velocidad variable DFIG se muestran en la Fig. 3.6. Entre sus elementos más importantes se encuentra el controlador, parte fundamental debido a que establece comunicación con el sistema de viraje y el mecanismo de control de las aspas del rotor. El controlador envía órdenes en función de la información que recibe del sensor de viento conocido como anemómetro. Estas señales se traducen en instrucciones de giro para una orientación óptima de la góndola respecto al viento. Por otro lado, el eje de baja velocidad está acoplado con el eje de alta velocidad mediante un mecanismo de engranes (gear box). Este conjunto de engranes permite pasar de una velocidad de giro baja a una de alta velocidad permitiendo así al generador de inducción funcionar adecuadamente.

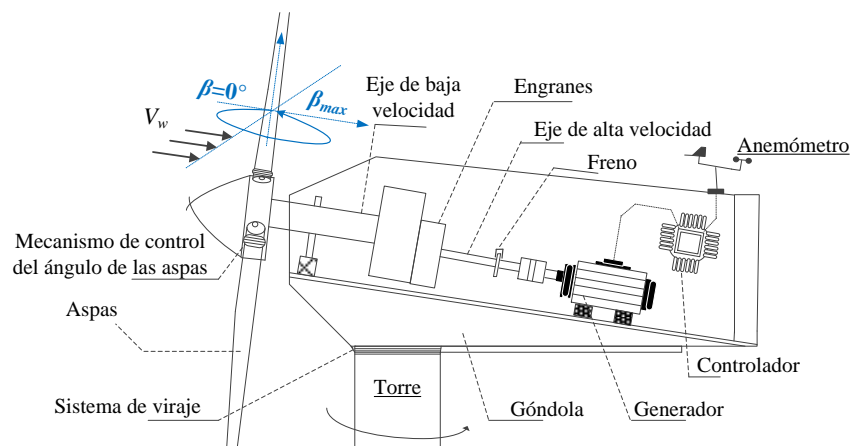


Fig. 3.6 Principales componentes de un aerogenerador DFIG [39]

3.3.2 Aerodinámica y potencia mecánica extraída

El viento disponible para los aerogeneradores depende de dos factores principales: fenómenos globales y fenómenos locales [38]. Los fenómenos locales están determinados por la estructura propia del terreno, así como por las condiciones térmicas, mientras que los globales por el fenómeno geostrófico del viento el cual se refiere a la diferencia de presión atmosférica entre dos puntos, y la manera en que la corriente de aire se desvía hacia la derecha en el hemisferio norte del planeta tierra (fuerza de Coriolis). Es por esto que, el viento varía en función del tiempo y de la altura a la que se instalará el aerogenerador.

Una manera de analizar el fenómeno aerodinámico de las turbinas eólicas es a partir del principio de Bernoulli, donde se considera al aire como una masa cilíndrica uniforme que viaja a una velocidad determinada. Dicha masa cruza un área circular representada por las aspas del rotor cuando están girando. En (3.1) se define matemáticamente la energía cinética de una masa de aire antes de cruzar el aerogenerador, es decir, antes de entrar en contacto con la superficie de las aspas.

$$U_w = \frac{1}{2} \rho V_a V_1^2 \quad (3.1)$$

donde U_w es la energía cinética del viento [J], ρ es la densidad de aire [kg/m^3], V_a es el volumen del aire [m^3] y V_1 es la velocidad del viento antes de cruzar el aerogenerador [m/s]. Derivando la ecuación (3.1) respecto al tiempo se obtiene (3.2), la cual define la potencia del viento en watts.

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \quad (3.2)$$

donde A representa el área de barrido del rotor [m^2] y V_w es la velocidad del viento. Es importante mencionar que la potencia extraída del viento tiene un límite, lo que quiere decir que no es posible aprovechar al 100% la energía disponible de la masa total de aire. Esta frontera máxima se conoce como constante de Betz, la cual establece que solo es posible extraer el 59.25% de la energía total del viento [38]. La ecuación (3.3) describe la relación entre la velocidad del viento y la potencia mecánica extraída del viento.

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho A_{wt} V_w^3 \quad (3.3)$$

donde ρ es la densidad del viento en [Kg/m^3], A_{wt} corresponde al área barrida por las aspas del rotor al girar [m^2], V_w representa la velocidad del viento en [m/s], y λ es el tip speed ratio:

$$\lambda = \frac{R \omega_t}{V_w} \quad (3.4)$$

En (3.3) el coeficiente C_p es conocido como el coeficiente de potencia el cual relaciona la potencia del viento con la potencia mecánica extraída por el rotor. El C_p está en función del tip speed ratio y del ángulo de las aspas β . En (3.5) se define la expresión correspondiente al coeficiente de potencia.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_5} - C_6 \right) e^{\frac{-C_7}{\lambda_i}} \quad (3.5)$$

donde,

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8\beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3.6)$$

donde los factores C_1 a C_9 son constantes de diseño cuyo valor depende de cada fabricante. Las turbinas eólicas DFIG pueden operar en cuatro zonas distintas tal como se observa en la Fig. 3.7, las cuales dependen de las condiciones del viento. En la zona 1 se limita la velocidad al mínimo, esto es necesario para evitar que la turbina gire a la frecuencia de resonancia de la torre, la cual está aproximadamente en 0.5 [Hz]. En la zona 2 la turbina va creando una curva conocida como la curva de máxima extracción de potencia (MPT), la cual se forma a partir de los valores óptimos del tip speed ratio λ .

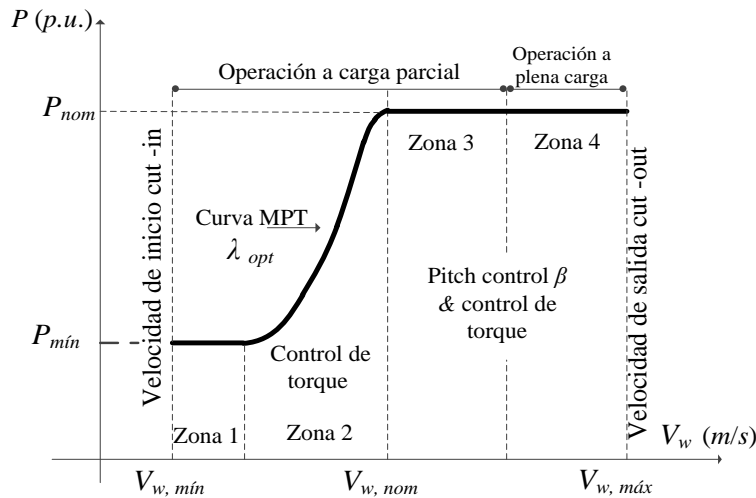


Fig. 3.7 Curva de potencia de un aerogenerador [39]

Para operar en la zona 3 se necesita que el viento alcance su valor nominal, el objetivo de esta zona es regular la potencia mecánica a su valor nominal. La zona 4 corresponde a la operación del DFIG a plena carga. Dentro de esta zona, es necesario limitar la potencia mecánica, ya sea a través del control del ángulo de las aspas β o por medio del control del par electromecánico T_{em} . En otras palabras, en la zona 4 la turbina se encuentra girando a máxima velocidad y a potencia nominal [39]. En la Fig. 3.8 se observan cinco curvas diferentes correspondientes a cinco valores de β . Cada una de las curvas llega a un valor máximo de C_p , y a un valor del tip speed ratio óptimo.

Los puntos máximos de cada gráfica se pueden unir para así formar la curva MPT mostrada en la Fig. 3.7, definiendo así, una potencia mecánica óptima para cada velocidad del viento.

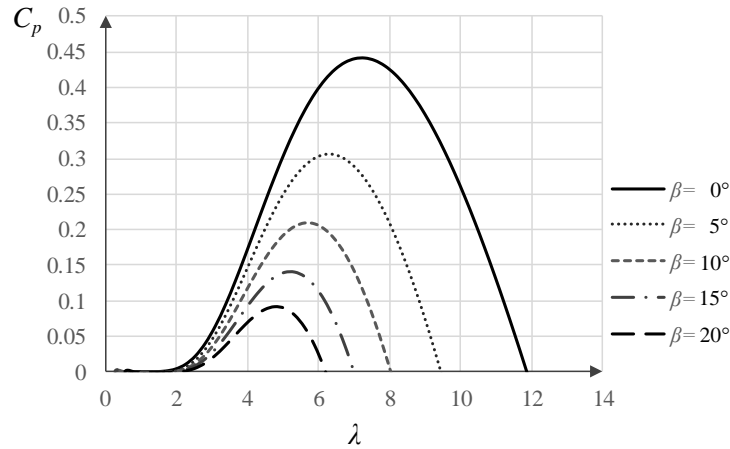


Fig. 3.8 C_p vs λ , para diferentes valores de β

3.3.3 Modelo eléctrico dq0 del generador de inducción de rotor devanado

Por facilidad de análisis, el modelo eléctrico dinámico de un WRIG se puede representar en el marco de referencia $dq0$. Las ecuaciones del estator y rotor bajo el marco de referencia $dq0$, en por unidad, se muestran a continuación [38,39,42]. Se considera que el signo de las corrientes $I_{ds}, I_{qs}, I_{dr}, I_{qr}$ es negativo saliendo de la máquina.

$$V_{ds} = -R_s I_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \tag{3.7}$$

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \tag{3.8}$$

$$V_{dr} = -R_r I_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - s\omega_s \psi_{qr} \tag{3.9}$$

$$V_{qr} = -R_r I_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + s\omega_s \psi_{dr} \tag{3.10}$$

donde,

- V_{ds}, V_{qs} Voltaje en eje directo del estator, voltaje de eje en cuadratura del estator.
- R_s, R_r Resistencia del estator y resistencia del rotor.
- I_s, I_r Corriente en el estator, corriente en el rotor.
- ψ_r, ψ_s Enlaces de flujo del rotor, enlaces de flujo del estator.
- ω_s Velocidad angular síncrona.
- s Deslizamiento de la máquina igual a $1 - (\omega_m / \omega_s) * n_{pp}$.
- n_{pp} Número de polos.
- ω_m Velocidad mecánica del rotor

En (3.9) y (3.10) el deslizamiento, s , es negativo cuando la máquina de inducción inyecta potencia a la red a través del rotor y del estator, o positivo si solo inyecta potencia a través del estator y absorbe potencia de la red por medio del rotor [39]. En (3.7) a (3.10), los subíndices q y d representan valores referidos al eje en cuadratura y eje directo respectivamente. Por su parte las ecuaciones para los enlaces de flujo están definidas por (3.11) a (3.14), donde se desprecia la saturación magnética, y las pérdidas en la máquina. Así mismo, se considera que la distribución de flujo magnético en el entrehierro es sinusoidal [38].

$$\psi_{ds} = -(L_{s\sigma} + L_m)I_{ds} - L_m I_{dr} \quad (3.11)$$

$$\psi_{qs} = -(L_{s\sigma} + L_m)I_{qs} - L_m I_{qr} \quad (3.12)$$

$$\psi_{dr} = -(L_{r\sigma} + L_m)I_{dr} - L_m I_{ds} \quad (3.13)$$

$$\psi_{qr} = -(L_{r\sigma} + L_m)I_{qr} - L_m I_{qs} \quad (3.14)$$

Los subíndices m , s , r , σ corresponden a inductancias mutuas, del estator, del rotor, y de dispersión, respectivamente. La potencia activa y reactiva en el estator quedan expresadas como $P_s = V_{ds}I_{ds} + V_{qs}I_{qs}$, y $Q_s = V_{qs}I_{ds} - V_{ds}I_{qs}$. Mientras tanto, las potencias del rotor están representadas por $P_r = V_{dr}I_{dr} + V_{qr}I_{qr}$, y $Q_r = V_{qr}I_{qr} - V_{dr}I_{dr}$. Así mismo, la potencia eléctrica total queda definida como $P_e = P_s + P_r$, y $Q_e = Q_s + Q_r$. Por otro lado, la ecuación del par eléctrico está representada por (3.15) [12].

$$T_e = \psi_{qr}I_{dr} - \psi_{dr}I_{qr} = \psi_{ds}I_{qs} - \psi_{qs}I_{ds} \quad (3.15)$$

Ya que en aerogeneradores de velocidad variable las propiedades mecánicas y eléctricas están desacopladas por el uso de VSCs, la ecuación de oscilación de la máquina se puede caracterizar usando el modelo de una masa concentrada (3.16). Además, las propiedades del eje difícilmente se reflejan en la interacción con la red, por lo cual, se puede despreciar el coeficiente de amortiguamiento del sistema, $D\omega$ [38].

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{T_m - T_e}{2H_m} \quad (3.16)$$

donde,

T_m, T_e
 H_m

Par mecánico de la turbina, par eléctrico o electromagnético del generador
Inercia de la máquina en p.u.

3.3.4 Principios de control vectorial aplicado a un DFIG

El objetivo de control de un aerogenerador DFIG esta en función de la zona de operación, tal como se ilustró en la Fig. 3.7. Para contribuir a la regulación de frecuencia durante una contingencia en el SEP se debe regular la potencia activa que se inyecta a la red. En un aerogenerador DFIG, el control de potencias se suele realizar bajo un esquema de control vectorial. A través del uso de fuentes conmutadas de voltaje VSC, en configuración back-to-back, cuyas compuertas son controladas mediante una estrategia PWM, es posible controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva que se inyecta o se absorbe de la red [43].

La técnica de control vectorial se enfoca a manipular el par electromecánico, así como la excitación del rotor. El circuito del rotor contiene dos convertidores, uno denominado RSC (Rotor Side Converter o convertidor de lado del rotor) y otro GSC (Grid Side Converter o convertidor del lado de la red), tal como se mostró en la en la Fig. 3.3.

➤ *Grid Side Converter (GSC)*: Su función es regular la tensión de CD en el capacitor, C_{CD} , de la Fig. 3.11, permitiendo la producción o consumo de potencia reactiva en el punto de interconexión con la red. Por medio del GSC un aerogenerador DFIG puede contribuir a la estabilidad de voltaje en el punto de común acoplamiento con el sistema. Este convertidor cuenta con dos lazos principales uno interno y otro externo.

El lazo externo representado por la Fig. 3.11h se encarga de regular el voltaje de CD a partir de la medición de la tensión E_{cd} la cual se compara contra una referencia E_{cd}^{ref} . El error entre los dos valores anteriores se procesa a través de un controlador PI, obteniéndose a la salida una corriente de referencia en eje directo I_{dg}^{ref} la cual entra al lazo de control de la Fig. 3.11g. Es así que la corriente en eje directo tiene como función controlar la tensión en el enlace de CD [43,44]. Por otro lado, el lazo interno, mostrado en la Fig. 3.11i, se encarga de regular la corriente en cuadratura I_q que controla la magnitud del voltaje en el punto de interconexión del GSC con la red. Ahora bien, para obtener I_q^{ref} existen dos alternativas, una es por medio del error de voltaje o de potencia reactiva $\Delta V = V_t - V_t^{ref}$, o $\Delta Q = Q_g - Q_g^{ref}$. En ambos casos se procesa el error resultante mediante un controlador PI, como se muestra en la Fig. 3.11c, obteniéndose así una corriente en cuadratura de referencia.

➤ **Rotor Side Converter (RSC):** Este convertidor VSC interactúa con el rotor, su principal objetivo es trabajar con las corrientes de excitación del generador. Así mismo, el par mecánico del eje puede regularse en función de la orientación del flujo del rotor con respecto al estator. Por lo tanto, este convertidor controla el par mecánico de la máquina y con esto la potencia activa y reactiva en terminales del estator. La salida de este convertidor es el voltaje en cuadratura y en eje directo del rotor (V_{qr} y V_{dr}) [44].

- *Desacoplamiento de las corrientes del rotor*

La estructura de una máquina de inducción (MI) trifásica de dos polos conectada en estrella con devanados del estator, R_s, L_s , y rotor R_r y L_r , sinusoidalmente distribuidos 120° uno con respecto al otro, bajo el marco de referencia abc se muestra en la Fig. 3.9a. Debido a que el rotor de una MI gira a la velocidad angular ω_m , existen efectos inducción mutuos, L_m , que dependen de la posición del rotor, θ_r , tal como lo muestra la Fig. 3.9b. En consecuencia el modelo dinámico en el marco de referencia abc se vuelve complejo debido a la presencia de voltajes inducidos y corrientes variantes en el tiempo [52].

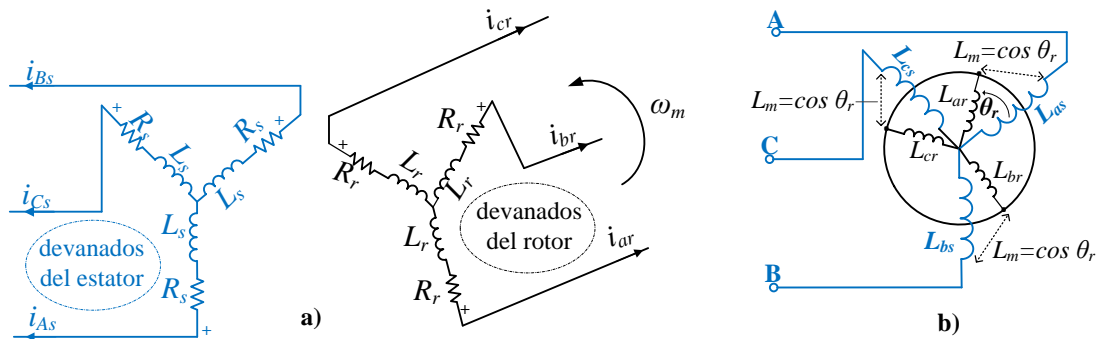


Fig. 3.9 Modelo eléctrico de una máquina de inducción

Para controlar una MI resulta conveniente cambiar de marco de referencia estacionario abc a un marco de referencia $dq0$ que gire a la misma velocidad angular del rotor, tal como lo muestra la Fig. 3.10.

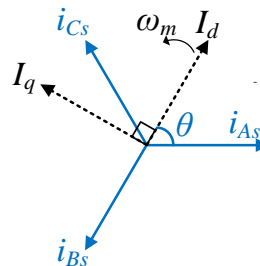


Fig. 3.10 Transformación del marco de referencia abc a $dq0$

Dicho cambio involucra cambios de variable conocidos como la transformada de Park, cuyo propósito es eliminar las inductancias mutuas variantes en el tiempo, transformando las variables del estator al marco de referencia $dq0$. Para más detalles consultar [53].

La justificación matemática para el desacople de corrientes tiene como punto de partida las ecuaciones de voltaje del estator del generador de inducción (ver Sección 3.2.3). Así mismo, entre las técnicas más usadas para el desacople se encuentran el control orientado al flujo del estator (SFO) y el control orientado al voltaje del estator (SVO). Ambas técnicas se basan en orientar el flujo o el voltaje del estator, según sea el caso, sobre el eje directo. Esto permite que los valores en cuadratura se vuelvan cero, es decir, $V_{qs} = 0$ para el SVO y $\psi_{qs} = 0$ para el SFO. Para desacoplar las corrientes se realiza un análisis en estado estacionario, por lo que se desprecian los elementos que contienen derivadas de las ecuaciones (3.7) y (3.8), ya que estos últimos representan efectos transitorios en el estator del generador. Las ecuaciones de voltaje en el estator quedan expresadas por (3.17) y (3.18).

$$V_{ds} = R_s I_{ds} - \omega_s \psi_{qs} \quad (3.17)$$

$$V_{qs} = R_s I_{qs} - \omega_s \psi_{ds} \quad (3.18)$$

De las ecuaciones de flujo del rotor (3.13) y (3.14) se despeja la corriente del rotor de eje directo y la corriente en cuadratura, de esta forma se obtiene (3.19) y (3.20).

$$I_{dr} = \frac{\psi_{dr} - L_m I_{ds}}{L_r} \quad (3.19)$$

$$I_{qr} = \frac{\psi_{qr} - L_m I_{qs}}{L_r} \quad (3.20)$$

Definiendo $L_r = (L_{r\sigma} + L_m)$, donde L_r es la inductancia del rotor, $L_{r\sigma}$ es la inductancia de dispersión y L_m es inductancia mutua. El siguiente paso consiste en sustituir (3.19) y (3.20) en las ecuaciones de flujo del estator (3.11) y (3.12), para después realizar otro cambio de variable donde $L_s = (L_{s\sigma} + L_m)$, entonces se obtienen (3.21) y (3.22).

$$\psi_{ds} = \frac{L_m}{L_r} \psi_{dr} + \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right) I_{ds} \quad (3.21)$$

$$\psi_{qs} = \frac{L_m}{L_r} \psi_{qr} + \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right) I_{qs} \quad (3.22)$$

A partir de las ecuaciones de voltaje del estator, (3.17) y (3.18), se obtienen las corrientes I_{qs} e I_{ds} , consiguiendo el desacople de corrientes del estator, es decir:

$$I_{qs} = \frac{R_s (V_{qs} - e'_q) - X' (V_{ds} - e'_d)}{R_s + X'^2} \quad (3.23)$$

$$I_{ds} = \frac{R_s (V_{ds} - e'_d) + X' (V_{qs} - e'_q)}{R_s + X'^2} \quad (3.24)$$

donde $e'_d = -\psi_{qr}(\omega_s L_m) / L_r$, $e'_q = \psi_{dr}(\omega_s L_m) / L_r$, $X' = \omega_s L_s - (\omega_s L_m^2 / L_r)$. El parámetro R_s representa la resistencia del estator la cual es mucho menor que la reactancia X' , por lo tanto, se puede despreciar provocando que (3.23) y (3.24) se reduzcan a $I_{qs} = (e'_d - V_{ds}) / X'$, y $I_{ds} = (V_{qs} - e'_q) / X'$. Finalmente, a partir de las ecuaciones de potencia activa y reactiva del estator, mostradas en la Sección 3.3.3, y considerando que el flujo está orientado sobre el eje directo, entonces el flujo en cuadratura es cero, $\psi_{qs} = 0$. Además, bajo esta consideración, el voltaje de eje directo del estator es $V_{ds} = 0$. A esta última técnica se le conoce como control orientado al flujo del estator (SFO). Bajo estas consideraciones, la potencia activa y reactiva son: $P_s = V_{qs} I_{qs}$, y $Q_s = V_{qs} I_{ds}$ [42].

Los resultados anteriores indican que la potencia activa puede controlarse por medio de la corriente en cuadratura, mientras que la potencia reactiva mediante la corriente en eje directo. Así mismo, por medio de la técnica SFO se puede obtener la expresión del par eléctrico del generador, igualando (3.12) a cero, se resuelve para I_{qs} , de esta forma se obtiene que,

$$I_{qs} = -\frac{L_m}{L_s} I_{qr} \quad (3.25)$$

Finalmente, sustituyendo (3.25) en la ecuación del par eléctrico $T_e = \psi_{qs} I_{qs} - \psi_{qs} I_{ds}$ se obtiene:

$$T_e = \frac{-\psi_{qs} L_m}{L_s} I_{qr} \quad (3.26)$$

La ecuación (3.26) revela que el par eléctrico de la máquina puede ser controlado por la corriente en cuadratura del rotor, lo cual se muestra en la Fig. 3.11f. Ahora, si se asume que el estator está

conectado directamente con la red, entonces su flujo está en función de la corriente de magnetización I_{ms} lo cual se expresa mediante (3.27).

$$\psi_{ds} = -L_m I_{ms} \quad (3.27)$$

Bajo esta consideración, se pueden igualar (3.27) con (3.11) y obtener I_{ds} dando como resultado,

$$I_{ds} = \frac{L_m (I_{ms} - I_{dr})}{L_s} \quad (3.28)$$

Las ecuaciones para I_{ds} e I_{qs} son de gran importancia ya que expresan las corrientes del estator en función de las corrientes del rotor. Los lazos de control mostrados en las Fig. 3.11e y 3.11f operan con base en las corrientes del rotor, es por eso que el análisis matemático debe continuar hasta obtener las expresiones del voltaje en el rotor V_{dr} e V_{qr} en función de I_{dr} e I_{qr} . Por lo tanto, sustituyendo (3.25) y (3.28) en las ecuaciones de flujo del rotor ψ_{dr} y ψ_{qr} y posteriormente sustituyendo el resultado en las ecuaciones de V_{dr} e V_{qr} respectivamente se obtiene (3.29) y (3.30).

$$V_{dr} = -R_r I_{dr} + s\omega_s \sigma I_{qr} - \sigma \frac{dI_{dr}}{dt} \quad (3.29)$$

$$V_{qr} = -R_r I_{qr} + s\omega_s [-\sigma I_{dr} - (L_r - \sigma) I_{ms}] - \sigma \frac{dI_{qr}}{dt} \quad (3.30)$$

donde $\sigma = L_r - (L_m^2/L_s)$. Reordenando (3.29) y (3.30) se llega a las expresiones finales:

$$V_{dr} = V'_{dr} + (s\omega_s \sigma I_{qr}) \quad (3.31)$$

$$V_{qr} = V'_{qr} + \{s\omega_s [-\sigma I_{dr} - (L_r - \sigma) I_{ms}]\} \quad (3.32)$$

La ecuación (3.31) corresponde a la salida del lazo de control de la Fig. 3.11e, con $V'_{dr} = -R_r I_{dr} - \sigma (dI_{dr}/dt)$. El parametro V'_{dr} de la Fig. 3.11e se obtuvo con base en una corriente de referencia I_{dr}^{ref} proveniente de la excitación del generador menos la corriente medida en eje directo del rotor. Por otro lado, la ecuación (3.32) está asociada con la Fig. 3.11f, donde el término V'_{qr} se obtuvo con base en la diferencia de corrientes en cuadratura del rotor, donde la referencia de corriente proviene del control MPT. El último paso consiste en inyectar los voltajes del rotor, habiendolos transformado del marco de referencia $dq0$ al marco abc [45].

➤ Lazos de control para la potencia mecánica y potencia eléctrica de un DFIG

Las Fig. 3.11a y 3.11d muestran los lazos de control para la potencia mecánica y eléctrica de un DFIG. Por medio de estos lazos se obtienen las corrientes de referencia en cuadratura y en eje directo, así como el valor del ángulo β para controlar la potencia mecánica y eléctrica del aerogenerador. La Fig. 3.11a muestra el control MPT el cual se activa con la entrada de la medición de la velocidad del viento V_w . Posteriormente, con ayuda de la curva MPT se hace una búsqueda para identificar cual es la potencia mecánica óptima, y con base en ello se define una velocidad angular óptima del rotor ω_r^{opt} . Por otro lado, el lazo de control del ángulo de las aspas se muestra en la Fig. 3.11d, este se encarga de limitar la potencia del aerogenerador cuando está operando en la zona 3 (ver Fig. 3.7) a través de la variación del ángulo de inclinación de las aspas β . Cuando se trabaja con aerogeneradores de velocidad variable se tiene la posibilidad de operarlos de tal forma que se puedan aprovechar al máximo sus características físicas en pro de la estabilidad del sistema eléctrico.

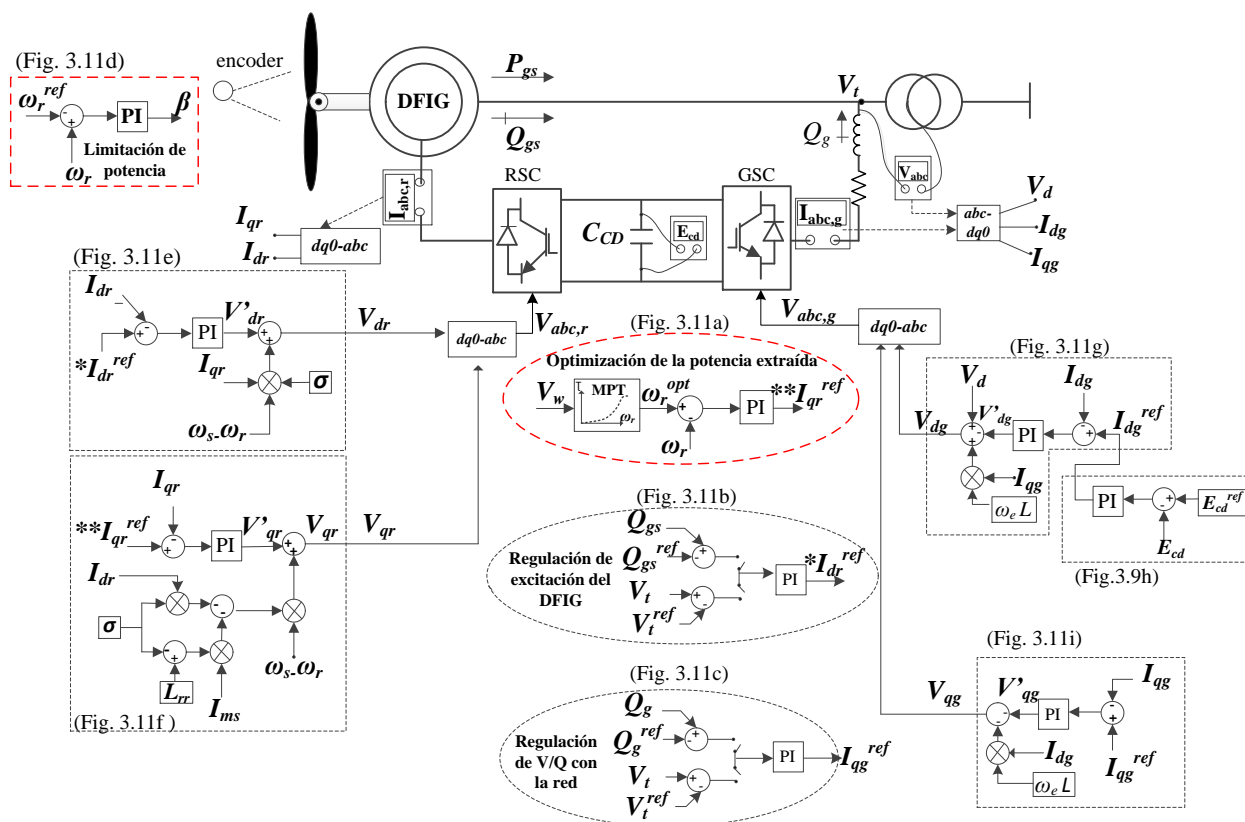


Fig. 3.11 Principales lazos de control de P_m y P_e de un aerogenerador DFIG [46]. En color rojo se indican los subsistemas relacionados con el control implementado en el capítulo 4.

3.4 Soporte de frecuencia con aerogeneradores DFIG

Por sus dimensiones y peso, un aerogenerador DFIG puede almacenar energía cinética en sus masas rotativas al momento de estar en funcionamiento. La energía cinética es liberada desde la turbina y convertida en potencia eléctrica que se inyecta a la red cuando se presenta alguna contingencia. A través de lazos de control y estrategias adecuadas, la potencia activa de un DFIG puede usarse para hacer frente a las excursiones de frecuencia en el sistema. En la práctica existen tres escenarios principales de operación en donde la disponibilidad del viento puede ser baja, alta u óptima.

Estos escenarios son análogos a las zonas de operación mostradas previamente en la Fig. 3.7. Se dice entonces que un aerogenerador opera a baja carga si se encuentra en el primer escenario, a carga completa si opera en el segundo y operación parcial si trabaja dentro del tercer escenario [11]. Las principales estrategias de control para la regulación de frecuencia con aerogeneradores usadas en la actualidad se presentan en las Secciones 3.4.1 y 3.4.2. Dentro de estas estrategias las variables a controlar se basan en el ajuste del ángulo de las aspas y el par mecánico del rotor. Sin embargo, dicha labor se dificulta debido a que estas variables dependen del diseño la máquina (radio del rotor, longitud de las aspas, relación de la caja de engranes, etc.), de la velocidad y densidad del viento, así como de los rangos de operación máximo y mínimo de la velocidad del rotor.

3.4.1 Emulación de inercia

Cuando se sustituyen las plantas convencionales por fuentes de energía limpias como aerogeneradores DFIG, se reduce al mismo tiempo la inercia del sistema. Es decir, se reduce la energía cinética disponible, lo que podría derivar en problemas de estabilidad de frecuencia al momento de una contingencia. Sin embargo, un aerogenerador tiene la capacidad de reproducir un tipo de inercia virtual equivalente a la inercia convencional.

La emulación de inercia abarca esencialmente un conjunto de técnicas de operación y métodos de control para liberación de la energía cinética (conocida también como IKES, por sus siglas en inglés). Entre algunas técnicas para emular inercia se encuentra el *delta control*, método que permite mantener un porcentaje de reserva de potencia activa constante, al mismo tiempo que la IKES va en aumento [11].

Así mismo, también existe la opción de mantener la IKES constante y al mismo tiempo calcular un porcentaje de reserva de potencia del aerogenerador para cada velocidad del viento. El lazo de control de la Fig. 3.12 muestra la lógica de funcionamiento de la respuesta inercial y primaria en un DFIG [13]. Este tipo de control es muy similar al de la Fig. 3.11a, es decir, también se conforma de una etapa de maximización de potencia, pero tiene lazos de control adicionales (ROCOF y droop control) en donde intervienen las mediciones de frecuencia del sistema. Estos lazos de control operan con base en la medición de la frecuencia del sistema f_{sist} , la cual se divide en dos ramas, una donde se compara contra una frecuencia de referencia f_{ref} (frecuencia nominal en el sistema), obteniendo así un error de frecuencia Δf , y la otra donde se obtienen los cambios respecto al tiempo por medio del operador derivada (lazo de ROCOF). Posteriormente el error y los cambios de la frecuencia actual del sistema se escalan por medio de K_1 y K_2 , respectivamente, obteniendo como producto final el cambio en la potencia ΔP_{ref} .

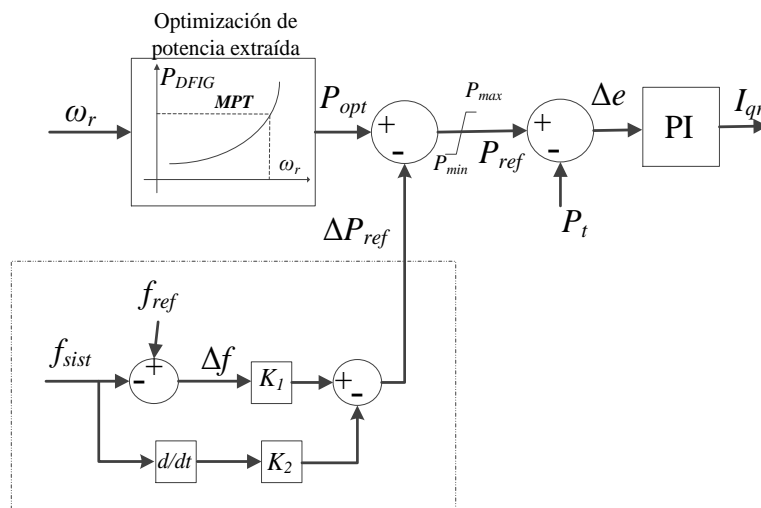


Fig. 3.12 Lazo de regulación de frecuencia modificando la P_{ref} de un DFIG [13]

Omitiendo por un momento el lazo de control correspondiente a K_2 para enfocarse en el lazo K_1 , se puede asumir que si la frecuencia del sistema baja entonces $\Delta f > 0$, y si K_1 también es positivo entonces el comando ΔP_{ref} será positivo. Un comando $\Delta P_{ref} > 0$ ocasionará que P_{ref} disminuya, indicándole al aerogenerador DFIG que reduzca su velocidad angular a fin de comenzar la inyección de potencia liberando la energía cinética almacenada. Por lo tanto, esta técnica consiste en reservar potencia sobreacelerando el generador, para después regresarlo a su velocidad óptima. Donde entre más grande sea el valor de K_1 mayor será el cambio en la potencia mecánica de referencia, y por lo tanto más acelerada será la inyección de potencia activa a la red. Por otro lado,

el lazo de control correspondiente a K_2 realiza un control predictivo ya que mide el valor de la pendiente de la señal de frecuencia. Por lo tanto, ante una caída abrupta de f_{sist} , el valor de la pendiente será negativo y se sumará al efecto del lazo superior de K_1 , solo si $K_2 > 0$. En caso contrario se restará, lo que significa que la frecuencia esta subiendo.

Todo lo anterior se resume en la Tabla 3.3 , la cual muestra el comportamiento de las variables Δf , ΔP_{ref} , P_e , ante tres posibles condiciones: (i) cuando no hay desviación de frecuencia en el sistema ($f_{ref} = f_{sist}$); (ii) cuando la frecuencia del sistema se incrementa ($f_{ref} < f_{sist}$); (iii) cuando la frecuencia del sistema baja ($f_{ref} > f_{sist}$). El resultado final del lazo de respuesta inercial de la Fig. 3.12 es la corriente en cuadratura del rotor I_{qr} , la cual se envía como entrada al RSC. Debido a todo lo anterior, se puede decir que los aerogeneradores son capaces de contribuir a la respuesta inercial y primaria del sistema. En plantas convencionales la respuesta inercial es del orden de 2 a 9 [s], mientras que para los aerogeneradores puede estar dentro del rango de 2 a 6 [s] [47].

Tabla 3.3 Funcionamiento del lazo de regulación de frecuencia

Variable	Condición (i) $f_{ref} = f_{sist}$	Condición (ii) $f_{ref} < f_{sist}$	Condición (iii) $f_{ref} > f_{sist}$
Δf	0	negativo	positivo
ΔP_{ref}	0	negativo*	positivo*
P_e	P_{opt} (curva MPT)	disminuye	aumenta

*El valor negativo o positivo de la potencia de referencia dependerá del signo de la constante K_1 .

- *Reserva rápida de potencia*

La reserva rápida de potencia hace referencia a la energía cinética almacenada en las masas rotativas de un aerogenerador, la cual esta disponible en cualquier instante. Para poder utilizar dicha reserva primeramente se debe operar el aerogenerador DFIG a un valor por debajo de su potencia óptima aplicando alguna de las diversas técnicas de deloading, las cuales se presentan en la siguiente sección.

3.4.2 Deloading y droop control

El “deloading” es una técnica de operación aplicada a los aerogeneradores mediante la cual se mantiene operando la máquina a un nivel sub-óptimo de potencia, es decir, por debajo de los niveles de generación nominal, sin extraer la máxima potencia del viento. Con esta técnica es posible reservar cierta cantidad de potencia activa a fin de inyectarla a la red en momentos de

contingencia. Existen principalmente dos estrategias para reservar potencia en un aerogenerador las cuales se discuten a continuación.

➤ *Deloading a través del control del ángulo de las aspas:* esta técnica establece que entre mayor sea el ángulo de las aspas β , mayor será el deloading del generador. Con esto, se pretende mantener una reserva rodante para ser utilizada durante desbalances de potencia activa en el SEP. En el control de aspas, la velocidad del rotor en todo momento se mantiene en su valor óptimo $\omega_{r, opt}$ siempre y cuando la velocidad del viento sea mayor o muy cercana a la velocidad nominal de diseño. El deloading por medio del control del ángulo de las aspas resulta ser análogo al mecanismo de un gobernador de velocidad convencional, donde la potencia activa se regula por medio del ángulo de inclinación de las palas [48]. En la Fig. 3.13, $X\%$ representa el deloading aplicado durante la operación en zona 2 (etapa de optimización de potencia) o zona 3 (etapa de limitación de potencia) de un aerogenerador. Una de las técnicas para el deloading mediante el control del ángulo de las aspas plantea que, si se conoce la ω_r y λ entonces es posible encontrar un valor de β , igualando previamente el coeficiente de potencia C_p con el porcentaje de deloading deseado para después despejarlo de las ecuaciones de potencia mecánica [12].

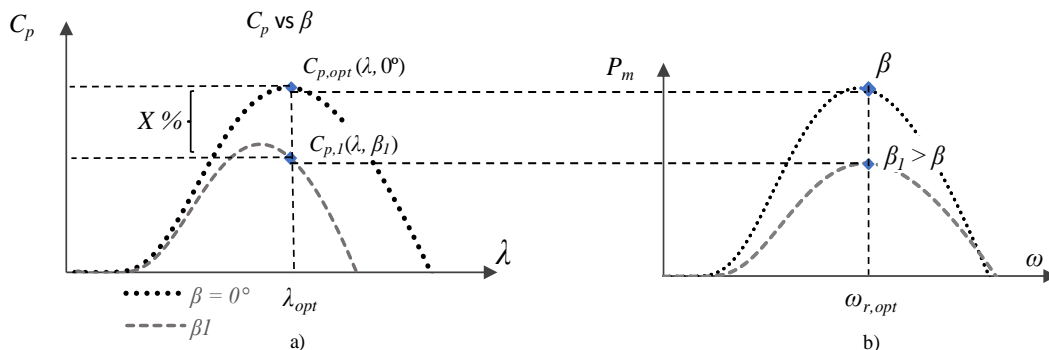


Fig. 3.13 Reserva de potencia en un DFIG modificando β

La Fig. 3.13a, muestra que el valor de λ_{opt} permanece constante tanto para la curva $C_{p,opt}$ como para $C_{p,I}$, lo cual se traduce en una velocidad rotacional óptima constante reflejada en la Fig. 3.13b. Al aumentar el ángulo de las aspas, se observa cómo el C_p se reduce a $C_{p,I}$, provocando que la P_m se reduzca también. Por lo tanto, para inyectar potencia, el aerogenerador debe reducir lo más rápido posible el ángulo de las aspas regresándolo a su valor óptimo es decir de β_I a $\beta=0^\circ$ con el objetivo de inyectar la máxima potencia disponible a la red.

➤ *Deloading incrementando ω_r* : esta técnica consiste en acelerar la velocidad del rotor del generador por encima de su valor óptimo. Cuando el viento llega a su valor nominal (zona 3) entonces se alcanzará también una velocidad rotacional nominal en la turbina, por lo tanto, para realizar el deloading se debe aumentar la velocidad de giro por encima del valor óptimo. Posteriormente, para inyectarla a la red, se necesitará frenar paulatinamente a la turbina cambiando a la curva MPT, donde el valor de β también disminuye hasta que el aerogenerador llega a su velocidad rotacional óptima [48]. Esta técnica, sin embargo, está limitada por los valores de operación máximos de la máquina, los cuales podrían llegar a ocasionar estrés mecánico en los componentes del aerogenerador. La Fig. 3.14 muestra como al aumentar el ángulo de las aspas es posible crear una curva similar a la curva MPT pero con deloading, ganando así, una cantidad de reserva de potencia. Para utilizar esta reserva, el rotor comienza a desacelerar liberando la energía cinética almacenada en las masas rotatorias, es decir, la turbina pasa de $\omega_{r, new}$ a $\omega_{r, opt}$.

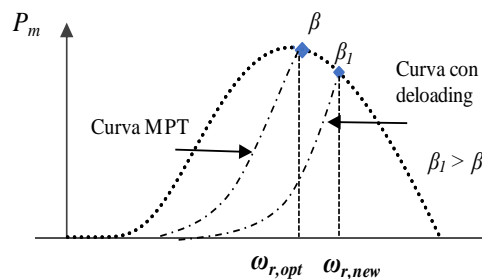


Fig. 3.14 Reserva de potencia en un DFIG modificando ω_r

➤ *Drp control*: Esta técnica de control consiste en medir la frecuencia actual del sistema comparándola contra una frecuencia de referencia obteniendo así un error entre ambas cantidades (Δf). La acción de control de este lazo restringe la caída de frecuencia en función de la magnitud de Δf , es decir, entre mayor sea la desviación de frecuencia mayor será la inyección de potencia de los aerogeneradores [49]. La Fig. 3.15 muestra un esquema de control de frecuencia mediante la aplicación del control del ángulo de las aspas, donde en el lazo superior se ajusta un valor inicial β_0 conforme al deloading deseado. El ángulo de referencia queda determinado por $\beta_{ref} = \beta_0 + \Delta\beta$.

Tanto el lazo superior como el inferior de la Fig. 3.15 actúan con base en la medición de frecuencia, la diferencia entre uno y otro radica en el parámetro de control sobre el cual tienen efecto. El lazo superior se encarga de modificar la potencia eléctrica de referencia del DFIG para reservar un porcentaje de la potencia disponible (reserva rodante). Por el contrario, el lazo inferior

actúa directamente sobre el mecanismo de control de ángulo de las aspas, donde los incrementos de ángulo están determinados por $\Delta\beta = K_I (\Delta f)$. Es importante mencionar que estos lazos podrían sustituir a los de la Fig. 3.11d, a fin de que el DFIG contribuya a la regulación primaria en frecuencia. La Fig. 3.16a-b explica gráficamente el funcionamiento del lazo superior e inferior de la Fig. 3.15. Cuando la frecuencia baja, la potencia del DFIG debe incrementarse, tal como lo muestra la gráfica 3.16a. Lo cual involucra una disminución del ángulo de las aspas mostrado en la gráfica 3.16b, donde ocurre un cambio negativo de $\Delta\beta_0$ a $\Delta\beta_1$.

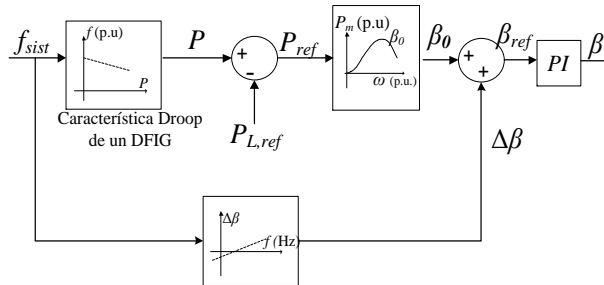


Fig. 3.15 Regulación de frecuencia modificando P_{ref} y β [13]

Por lo tanto, se puede inferir que ambos lazos de la Fig. 3.15 ejercen acciones en la regulación de frecuencia, mientras que el lazo inferior solo dicta los cambios mecánicos de la variable β en relación al comportamiento de f . Para las dos acciones de control anteriores, en la práctica es común el uso de tablas de búsqueda así como curvas de referencia, mediante las cuales es posible identificar valores específicos de β_0 en función del deloading deseado.

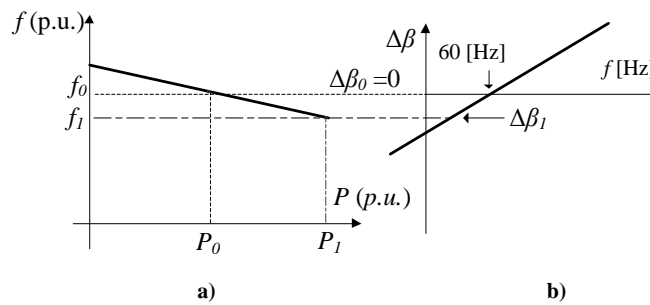


Fig. 3.16 Relación de P y β_0 durante la regulación de frecuencia con DFIG

Capítulo 4

Casos de estudio

En esta sección de la tesis se estudia el comportamiento dinámico de los parques eólicos ante variaciones de frecuencia en el sistema. El objetivo es demostrar, comprobar, y explicar como los aerogeneradores pueden contribuir a la regulación primaria y a la respuesta inercial ante una excursión de frecuencia en la red. En este capítulo se adopta el lazo de control presentado en la Fig. 3.12 enfocándolo a la respuesta primaria de frecuencia. El modelo del DFIG utilizado es el “Wind Farm-DFIG average model” que se encuentra disponible dentro del paquete de simulación Simscape Electrical™ en Simulink – Matlab®. La capacidad instalada del parque eólico se considera inicialmente de 9 [MW], integrado por 6 aerogeneradores de 1.5 [MW] cada uno. La Fig. 4.1 muestra el diagrama unifilar del sistema bajo estudio.

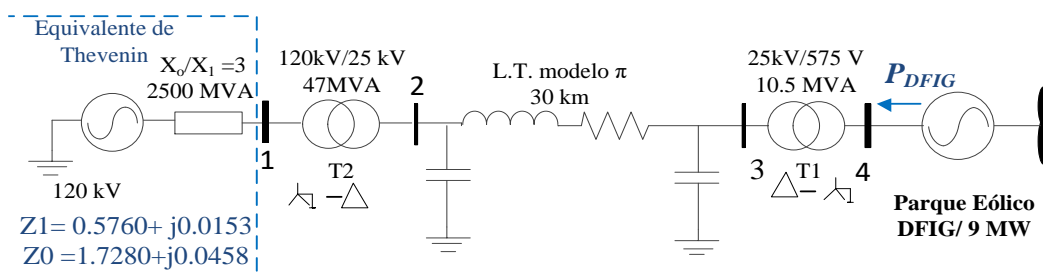


Fig. 4.1 Parque eólico de 9 [MW] implementado en Simscape Electrical™

Las Tablas 4.1 a 4.5 contienen los parámetros del modelo del parque eólico DFIG, el cual está interconectado a un sistema equivalente representado por generador ideal con una impedancia en serie. Así mismo, se muestran los datos para las líneas de transmisión, transformadores y los parámetros del convertidor VSC-B2B utilizado por los aerogeneradores DFIG, cuyo

voltaje de operación es de $V_{CD} = 1.15$ [kV]. La frecuencia nominal del sistema es de 60 [Hz], mientras que las condiciones de viento consideradas dentro de las simulaciones fueron 10, 12 y 13 [m/s]. Debe mencionarse que el tipo de estudio realizado en esta tesis está relacionado con fenómenos electromecánicos que implican oscilaciones lentas de la frecuencia eléctrica, donde se requieren grandes tiempos de simulación. Por lo tanto, es válido utilizar un modelo promediado del convertidor B2B donde se omite la frecuencia de conmutación de los IGBTs pero se preserva la respuesta dinámica de los controladores, reduciendo así los tiempos de cómputo. Por ende, los aspectos de calidad de la energía y distorsión por armónicos quedan fuera del alcance de este trabajo de tesis.

Tabla 4.1 Parámetros de las turbinas eólicas

Potencia mecánica	6 turbinas de 1.5 [MW]
Velocidad nominal del rotor	18 rpm
Rango de velocidad del viento a potencia nominal	13-27 [m/s]
Diametro del rotor	75 [m]
Constante de inercia del eje turbina-rotor (H)	4.32 [s]
Máximo ángulo de las aspas (β)	27 [°]
Máxima razón de cambio del ángulo de las aspas ($d\beta/dt$)	10 [°/s]

Tabla 4.2 Parámetros de los generadores DFIG

Potencia nominal	6 generadores de 1.66 [MVA]
Voltaje del estator (V_{rms})	575 [V]
Voltaje del rotor (V_{rms})	1975 [V]
R_s (p.u.), L_s (p.u.)	0.023, 0.18
R_r' (p.u.), L_r' (p.u.)	0.016, 0.16
Inductancia de magnetización, L_m (p.u.)	2.9
Constante de inercia H (s), Factor fricción F (p.u.), Num. polos	0.685, 0.01, 3

Tabla 4.3 Parámetros del convertidor B2B

I_{max} del GSC (p.u. de la I_{nom} del generador)	0.8
L (p.u.), R (p.u.) de acoplamiento	0.3, 0.003
V_{cd}	1150 [V]
C_{cd}	10,000 [μ F]
Filtro de línea capacitivo	120 [kVAr]

Tabla 4.4 Parámetros de los transformadores

Parámetro	T1	T2
Potencia nominal	6*1.75[MVA]	47 [MVA]
Frecuencia nominal	60 [Hz]	60 [Hz]
Devanado 1: $V_{\phi-\phi,rms}$, R_1 (p.u.), L_1 (p.u.)	25 [kV], 0.000833, 0.025	120 [kV], 0.0027, 0.08
Devanado 2: $V_{\phi-\phi,rms}$, R_2 (p.u.), L_2 (p.u.)	575 [V], 0.000833, 0.025	25 [kV], 0.0027, 0.08

Tabla 4.5 Parámetros la línea de transmisión, modelo π nominal

R	3.459 [Ω]
X_L	11.87 [Ω]
Y_c	0.000128 [\mathcal{U}]
Longitud	30 [km]

Partiendo de estas condiciones operativas, se analiza la capacidad de respuesta primaria en frecuencia (RPF) ante excursiones de frecuencia para diferentes condiciones de viento. Para cada caso, se considera una desoptimización (deloading) del 5% y 10% de la potencia disponible. En las siguientes secciones se detallan los lazos de control de frecuencia implementados y agregados al modelo del parque eólico, así como los valores de ajuste para los controladores usados durante las simulaciones.

➤ *Descripción del lazo de control de frecuencia implementado*

La Fig. 4.2 muestra el lazo de droop control implementado en Simulink interactuando con tres lazos adicionales para la regulación de potencia-frecuencia de los aerogeneradores DFIG del parque eólico de la Fig. 4.1. Los lazos de control de la Fig. 4.2 son modificaciones realizadas dentro del control MPT y limitación de potencia extraída de un DFIG (ver Fig. 3.11a-d). El lazo de droop control actúa con base en la medición actual de frecuencia en el sistema (f_{sist}) y una frecuencia de referencia (f_{ref}), ambas en por unidad. Este control únicamente se activa cuando la frecuencia supera el umbral de ± 0.2 [Hz]. Se infiere que las desviaciones de frecuencia Δf en el sistema ocasionarán cambios en la potencia de referencia ΔP , cuyo cambio de potencia dependerá del inverso de la característica de regulación de frecuencia, es decir, de $K_1=1/R$. Los cambios en la potencia de referencia se pueden calcular mediante (4.1) y (4.2).

$$\Delta f = f_{ref} - f_{sist} \quad (4.1)$$

$$\Delta P_{ref} = \Delta f - K_1 \tag{4.2}$$

donde R toma valores de 0.04, 0.06, 0.08 y 0.1 para regulaciones de 4%, 6%, 8% y 10% respectivamente. Si bien es cierto que el valor $R = 10\%$ no cumple para el CRM, este si cumple con los requerimientos del código de red de la unión europea ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity, por sus siglas en inglés)[54]. Por consiguiente, dicho caso de estudio queda plasmado como referencia para el CRM en caso de que en el futuro se integren en México tecnologías similares a las utilizadas en Europa.

Por otro lado, el Lazo 1 se encarga de calcular la potencia disponible en función de la disponibilidad del viento por medio de una tabla de búsqueda construida con base en las curvas de potencia de los aerogeneradores. Posteriormente, la potencia disponible (P_{disp}) se reduce de acuerdo al deloading deseado, ya sea 5% o 10%.

Es importante mencionar que para la elaboración de la tabla de búsqueda P vs V_w mostrada en el Lazo 1, en las curvas de P_m vs V_w del modelo en Simulink se consideraron las pérdidas mecánicas y eléctricas. Es decir, debido a que el droop control actúa con mediciones de potencia eléctrica, resultaría erróneo haber construido la tabla de búsqueda usando directamente los datos originales de las curvas MPT. Ya que estos no consideran las pérdidas involucradas durante el proceso de conversión de P_m a P_e . Por lo tanto, la tabla de búsqueda arrojaría valores de potencia superiores que no corresponderían a la potencia eléctrica disponible real.

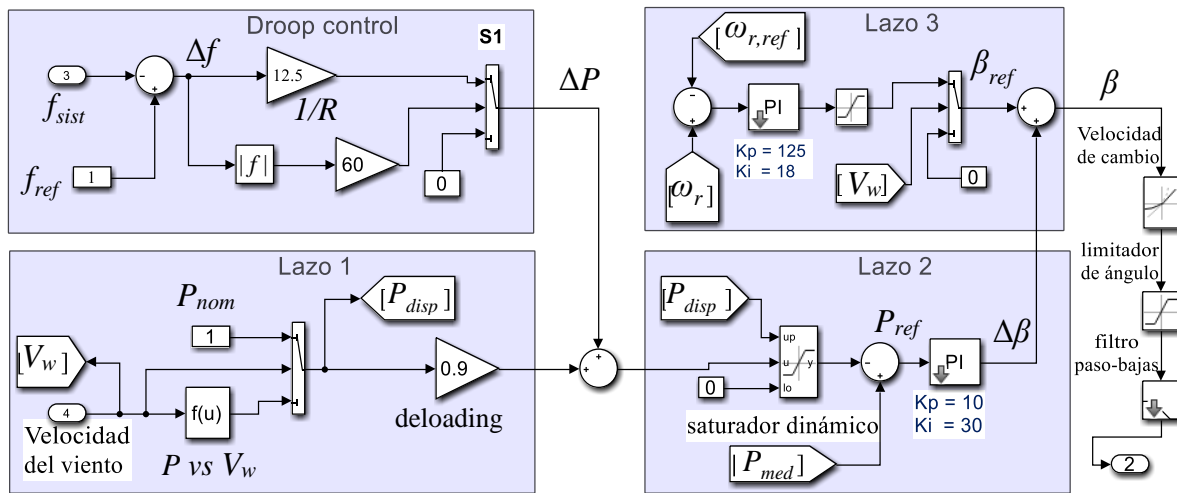


Fig. 4.2 Lazo de regulación de potencia activa mediante el control de ángulo de las aspas

En el lazo 2 se obtiene una potencia de referencia (P_{ref}), verificando siempre que esta última no exceda los límites máximos y mínimos de potencia disponible. Posteriormente, la P_{ref} se compara contra la potencia medida actual (P_{med}) y el error se procesa por medio de un controlador PI obteniendo a la salida un comando de variación del ángulo de las aspas ($\Delta\beta$). Cuando no existe perturbación de frecuencia, únicamente la salida del Lazo 1 llega al Lazo 2, pero cuando hay una excursión de frecuencia, la entrada al Lazo 2 es la suma de la potencia desoptimizada más un ΔP .

Finalmente, el Lazo 3 de la Fig. 4.2 actúa como un limitador de la velocidad angular del rotor cuando el viento excede su valor nominal. Este lazo sólo se activa cuando $V_w > V_{w,nom}$, es decir, para este caso cuando $V_w \geq 13$ [m/s], obteniéndose así un ángulo de referencia (β_{ref}) el cual no debe superar el límite máximo del ángulo de las aspas ($\beta^{max} = 27^\circ$). La salida del Lazo 3 es un comando de ángulo β [°], el cual tampoco debe superar la máxima tasa de cambio del ángulo de las aspas $d\beta/dt = 10$ [°/s], ni el límite máximo β^{max} . Una vez que el comando de ángulo cumplió con todo lo anterior, se envía al subsistema de control mecánico de la turbina.

4.1 Caso 1: RPF con deloading del 5% y 10%, $V_w = V_{w,nom} = 13$ [m/s]

➤ *RPF con deloading del 5%, $V_w = 13$ [m/s] y diferentes valores de regulación R*

En este escenario se analiza la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de un parque eólico de 9 [MW], considerando un deloading del 5% sobre el total de la potencia disponible, es decir, 0.45 [MW]. La Fig. 4.3a muestra el cambio de frecuencia aplicado al generador equivalente del SEP, observando que la frecuencia comienza a decrecer a los 30 [s] y llega hasta 59.5 [Hz]. En la Fig. 4.3b se muestra la inyección de la potencia del parque eólico, la cual resulta ser muy similar a simple vista para las cuatro características de regulación R evaluadas. En este caso, se observa que el valor de R no implica un cambio significativo en la inyección de potencia P_{DFIG} del parque eólico hacia el SEP. Esto se debe en parte a que la reserva rodante de potencia del 5% se agota en los primeros instantes de tiempo después de aplicar la perturbación.

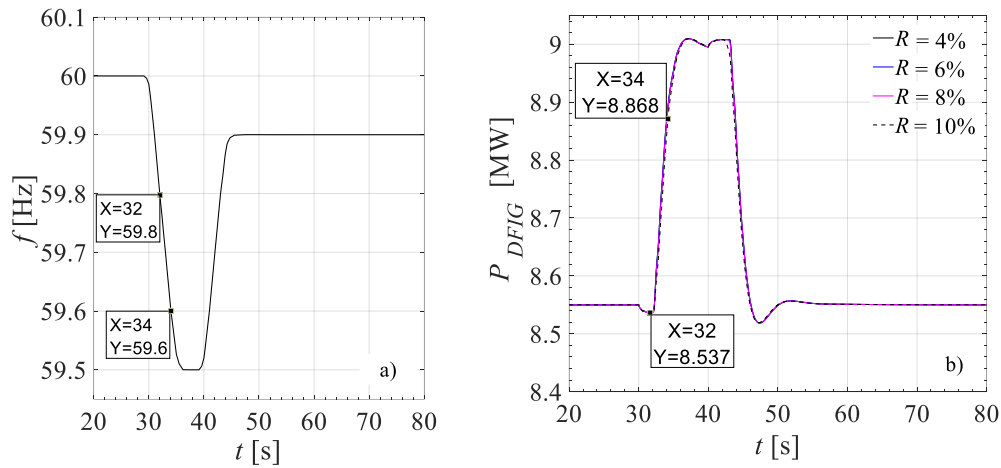


Fig. 4.3 Respuesta de potencia del parque eólico; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 5%

Dado que el interés es evaluar cuan efectiva es la aportación de un parque eólico DFIG a la regulación de frecuencia, es preciso comparar la regulación teórica esperada $R_{esperado}$ versus la regulación obtenida, $R_{obtenido}$. Para este último caso, la Fig. 4.3 muestra los puntos donde se realiza la medición de frecuencia y potencia ($t_1 = 32$ s y $t_2 = 34$ s); por ejemplo, para $R = 4\%$, las frecuencias y potencias son: $f^{t_1} = 59.8$ [Hz], $f^{t_2} = 59.6$ [Hz], $P^{t_1} = 8.55$ [MW], $P^{t_2} = 8.868$ [MW].

Note que de acuerdo con la Fig. 4.3b, en $t = 32$ [s] el valor de potencia baja transitoriamente a 8.537 [MW]. Sin embargo, se considera como potencia inicial $P^{t_1} = 8.55$ [MW] debido a que esta disminución fue muy pequeña en un tiempo del orden de milisegundos, lo cual comparado con unidades de segundos de la RPF resulta casi imperceptible. Cabe mencionar que este mismo proceso se siguió para calcular los porcentajes de regulación correspondientes a $R = 6\%$, 8% y 10% . Los valores obtenidos son usados tal como se muestra en la ecuación mostrada en la tercera columna de la Tabla 4.6 para llevar a cabo la comparación antes mencionada, es decir, $R_{esperado}$ vs $R_{obtenido}$.

Cuando se tiene una reserva del 5% de la potencia disponible (deloading igual al 5%), la regulación mínima que se puede obtener es del $R = 9.433\%$ como se muestra en la Tabla 4.6. Estos resultados son importantes dado que si este parque eólico está siendo evaluado dentro del contexto del código de red mexicano (CRM) para validar su interconexión a la red, de acuerdo con la Tabla 1 mostrada en la Sección 1.2 de la tesis (las plantas deben responder con

un $R = 3 \sim 8 \%$), la conclusión sería que el CRM no estaría cumpliéndose, tal como se indica en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Valores de R para $V_w = 13$ [m/s], deloading = 5 %

K_1	$R_{esperado} = \frac{1}{1/R} * 100$	$R_{obtenido} = \frac{f^{t_2} - f^{t_1}}{P^{t_2} - P^{t_1}} \times \left(\frac{9\text{MW}}{60\text{Hz}} \right) \times 100$	Cumple con el CRM
25	4 %	9.433 %	No
16.66	6 %	9.433 %	No
12.5	8 %	9.584 %	No
10	10 %	10.344 %	No

La Fig. 4.4 muestra el comportamiento de las variables mecánicas y de el par electromagnético de los aerogeneradores al momento de la perturbación de frecuencia, donde el ángulo inicial es $\beta = 3.2$ [°] tal como se muestra en la Fig. 4.4d, correspondiente al deloading del 5%. Como era de esperarse, este ángulo disminuye aproximadamente 1 [°] durante la perturbación para poder inyectar la potencia de reserva, como se muestra en la Fig. 4.4d. Conforme la frecuencia se recupera, el ángulo de las aspas regresa a su posición inicial, lo cual le toma alrededor de 7 [s] en estabilizarse. Se observa adicionalmente que la velocidad del rotor ω_r en la Fig 4.4b aumenta hasta el instante en que la frecuencia alcanzó su valor más bajo, aproximadamente en $t = 35$ [s].

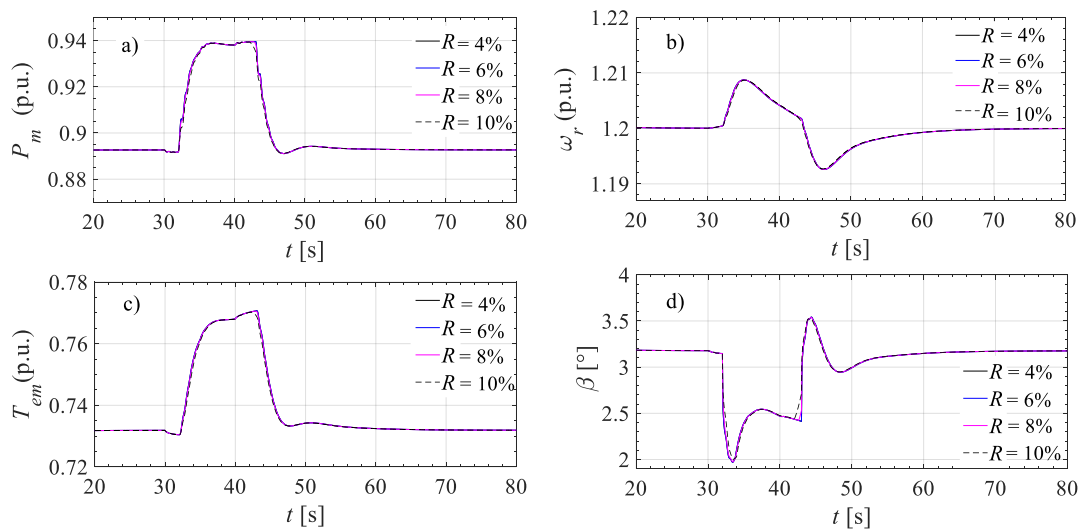


Fig. 4.4 Comportamiento del parque eólico; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 5%

Posteriormente, conforme la frecuencia regresaba a su valor nominal, la velocidad ω_r comienza a disminuir hasta ubicarse por debajo de 1.2 (p.u), en $t = 48$ [s]. Finalmente la potencia mecánica P_m y el par electromagnético T_{em} también disminuyeron en el mismo instante que ω_r , como lo muestra la Fig. 4.4a-c.

➤ *RPF con deloading del 10%, $V_w = 13$ [m/s] y diferentes valores de regulación R*

La Fig. 4.5 muestra la respuesta de potencia activa del parque eólico ante la misma perturbación de frecuencia del caso anterior; sin embargo, en este caso, la reserva de potencia del 10% corresponde a 0.9 [MW]. Como era de esperarse, la inyección de potencia hacia la red comienza al momento que la frecuencia cruza el umbral de 59.8 [Hz], a los 32 [s] en la Fig. 4.5a. En estas condiciones operativas, se observa que la contribución de potencia de los aerogeneradores DFIG resulta ser más lenta conforme se incrementa el valor de R (ver Fig. 4.5b). Note que los aerogeneradores inyectan toda la potencia de reserva durante los 11 [s] que la frecuencia eléctrica permanece por debajo del umbral, regresando al valor de potencia inicial de 8.1 [MW] una vez que la frecuencia se encuentra por encima del umbral de frecuencia.

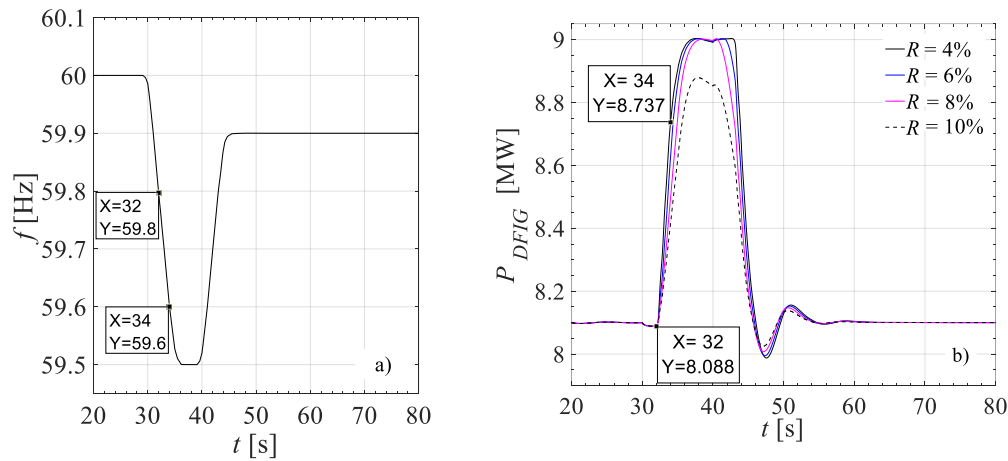


Fig. 4.5 Regulación primaria de frecuencia del parque eólico; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 10%

La Tabla 4.7 contiene los porcentajes de regulación obtenidos durante la simulación. El procedimiento de cálculo se realizó de la misma forma que para el caso anterior. Es decir, se consideró la relación del cambio de frecuencia respecto al cambio de potencia, medidos durante el mismo intervalo de tiempo. En la Fig. 4.5a-b se muestran los puntos de medición

utilizadas para el cálculo de $R = 4\%$. En la cuarta columna de la Tabla 4.7, se indica si el porcentaje de regulación obtenido cumple o no cumple con lo indicado por el código de red mexicano (CRM). Puede observarse que los porcentajes de regulación de 4%, 6%, 8% y 10% obtenidos fueron menores a los esperados, con errores relativos del 17.72%, 5.13%, 5.55% y 5.04%, respectivamente. De los resultados de la Tabla 4.7 se puede definir el rango de regulación de frecuencia del parque eólico DFIG, donde la menor y mayor regulación obtenida fue de 4.709% y 9.496%, respectivamente. Por otro lado, se puede concluir que el parque eólico puede alcanzar una regulación igual a 8%, si se busca un valor de ganancia $10 < K_1 < 12.5$.

Tabla 4.7 Valores de R para $V_w=13$ [m/s], deloading = 10 %

K_1	$R_{esperado} = \frac{1}{\frac{1}{R}} * 100$	$R_{obtenido} = \frac{f^{t_2} - f^{t_1}}{P^{t_2} - P^{t_1}} \times \left(\frac{9MW}{60Hz} \right) \times 100$	Cumple con el CRM
25	4 %	4.709 %	Si
16.66	6 %	5.692 %	Si
12.5	8 %	7.556 %	Si
10	10 %	9.496 %	No

Por otro lado, la Fig. 4.6 ilustra el comportamiento de las variables mecánicas y del par electromagnético del generador durante la perturbación de frecuencia de la Fig.4.5a. La Fig. 4.6d muestra el ángulo inicial $\beta = 4^\circ$, con el cual se logró el deloading del 10 %, antes de iniciar la perturbación.

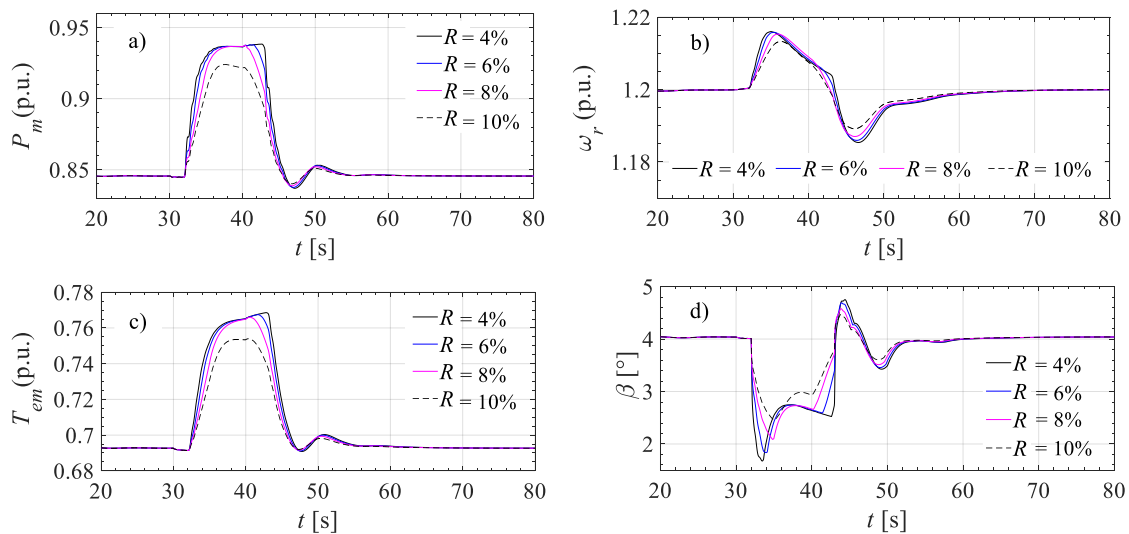


Fig. 4.6 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 13$ [m/s], deloading = 10%

Note que con la desviación de frecuencia el ángulo β disminuyó hasta $1.6 [^\circ]$, permitiendo aumentar la potencia de los DFIG's hasta $9 [MW]$. Posteriormente, conforme la frecuencia se recupera, el ángulo de las aspas regresa a su posición original $\beta = 4 [^\circ]$. Al momento de decrementar el ángulo β , la potencia mecánica aumentó, al igual que la velocidad del rotor ω_r (ver Fig. 4.6a-b), y el par electromagnético T_{em} de los aerogeneradores DFIG (ver Fig. 4.6c).

4.2 Caso 2: RPF con deloading del 5% y 10%, $V_w = 12 [m/s]$

Para este segundo caso de estudio se estudia la regulación primaria de frecuencia del parque eólico considerando una velocidad del viento por debajo de la nominal. Los resultados obtenidos para diferentes características de regulación, se presentan siguiendo la misma estructura de análisis del caso anterior.

➤ *RPF con un deloading del 5 %, $V_w = 12 m/s$ y diferentes valores de regulación R*

La Fig. 4.7b muestra la inyección de potencia activa del parque eólico considerando una velocidad del viento de $12 [m/s]$. La potencia total disponible es de $8.38 [MW]$, la cual se desoptimiza con el fin de obtener un 5% de reserva rodante, dando como resultado $P_{DFIG} = 7.96 [MW]$. Note que para todos los casos de regulación R , la inyección de potencia hacia la red es prácticamente la misma. Sin embargo, se observa que esta inyección de potencia es más lenta con respecto al caso donde las turbinas eólicas operan a la velocidad nominal de viento (ver Fig. 4.3b).

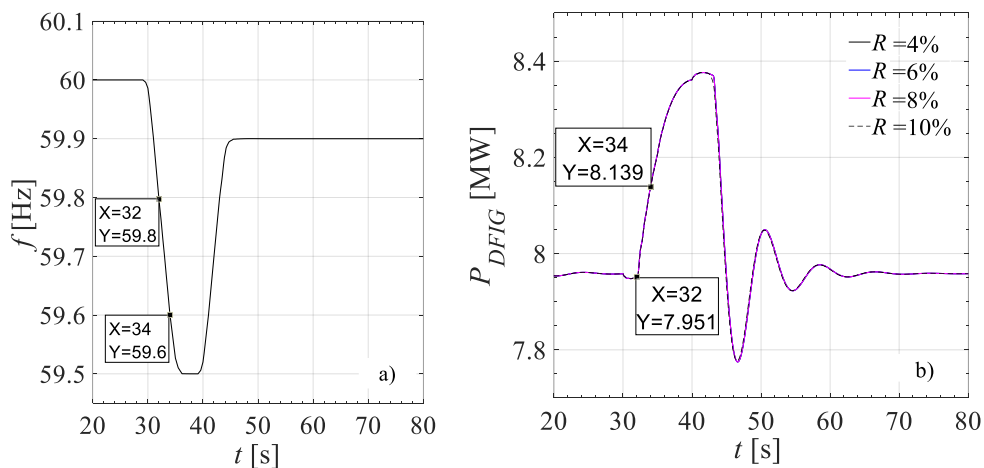


Fig. 4.7 Respuesta de potencia del parque eólico; $V_w = 12 [m/s]$, deloading = 5%

El parque eólico logra suministrar toda la potencia de reserva en 12 [s] aproximadamente. Debido a lo anterior, los resultados mostrados en la Tabla 4.8 confirman que la regulación obtenida R es mayor con respecto a las calculadas en la Tabla 4.6. Claramente, en ninguno de los casos analizados para la regulación R , se cumple con lo especificado por el código de red mexicano.

Tabla 4.8 Valores de R para $V_w = 12$ [m/s], deloading = 5%

K_1	$R_{esperado} = \frac{1}{1/R} * 100$	$R_{obtenido} = \frac{f^{t_2} - f^{t_1}}{P^{t_2} - P^{t_1}} \times \left(\frac{9\text{MW}}{60\text{Hz}} \right) \times 100$	Cumple con el CRM
25	4 %	16.756 %	No
16.66	6 %	16.756 %	No
12.5	8 %	16.756 %	No
10	10 %	16.95 %	No

El comportamiento dinámico de las diferentes variables mecánicas, así como del par electromagnético tuvieron las mismas tendencias que para el caso anterior, tal como se muestra en la Fig. 4.8. En este caso, el valor del ángulo inicial de las aspas es $\beta = 0.7$ [°] (ver Fig. 4.8d).

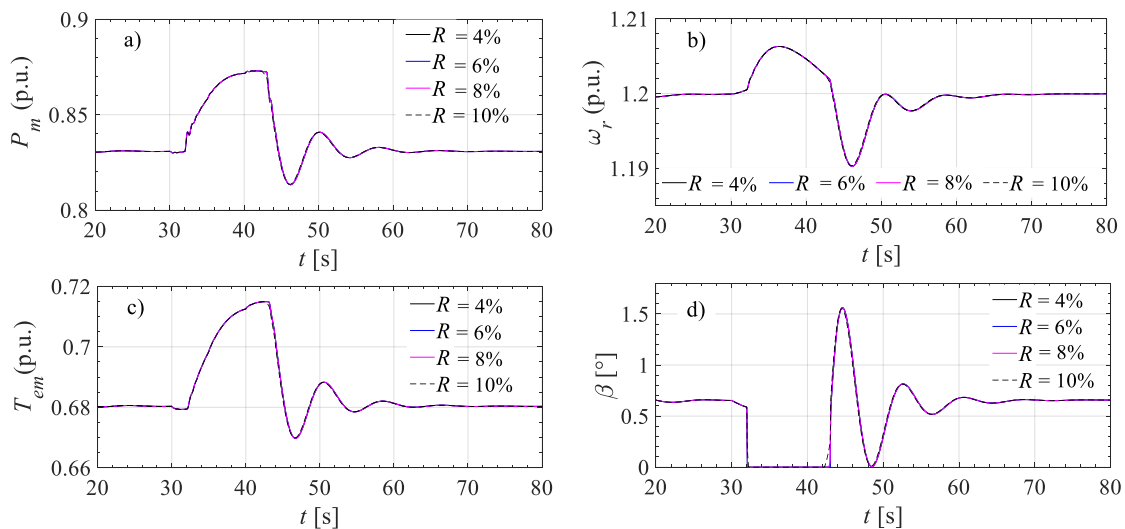


Fig. 4.8 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 12$ [m/s], deloading = 5%

Debido a que la turbina eólica opera a una velocidad de viento por debajo de la nominal (12 [m/s]) antes de ocurrir la perturbación, se observa que las variaciones en ω_r , P_m y T_{em} son mas

suaves. Adicionalmente, cabe mencionar que en este escenario el lazo 3, encargado de limitar la velocidad del rotor se mantiene inactivo. Por lo tanto, únicamente se encuentran operando los lazos 1 y 2, junto con el lazo de *droop control*, de acuerdo con la Fig. 4.2.

➤ *RPF con un deloading del 10 %, $V_w=12$ m/s y diferentes valores de regulación R*

La Fig. 4.9b muestra el comportamiento de la potencia activa del parque eólico cuando se tiene un reserva del 10 % a una velocidad del viento de 12 [m/s]. Aquí también se observa que a medida que el valor de R disminuye, la velocidad y duración de la inyección de potencia activa aumentan. Sin embargo, a diferencia del Caso 1 (velocidad nominal del viento) donde el menor valor de $R_{obtenido}$ fue de 4.7 %, para este caso resulta ser de 6.868%, es decir, la inyección de potencia se vuelve más lenta. De acuerdo con la Tabla 4.9, el valor de $R_{obtenido}$ que más se acerca al esperado fue para $R = 8\%$. Es importante mencionar que las características de regulación obtenidas para $V_w=12$ [m/s] y un deloading del 10% cumplen con lo establecido dentro del código de red mexicano (CRM).

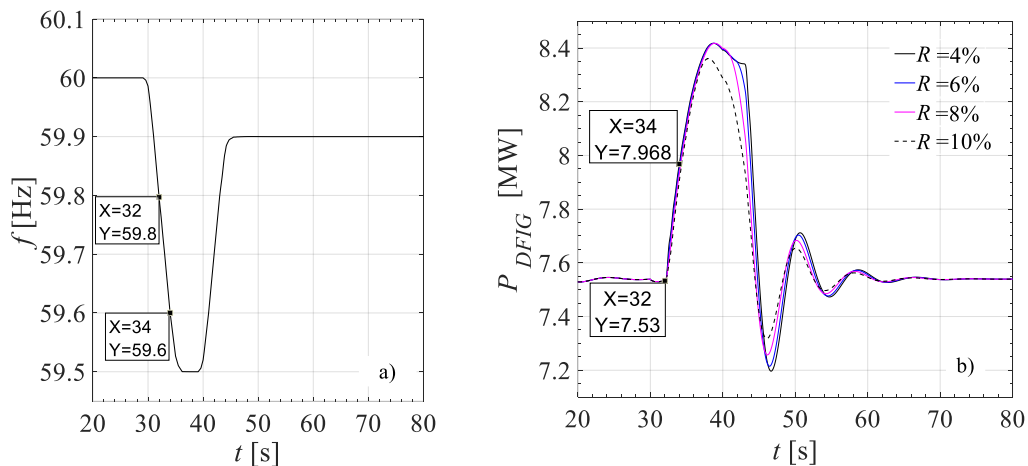


Fig. 4.9 Respuesta de potencia del parque eólico; $V_w=12$ [m/s], deloading = 10%

Tabla 4.9 Valores de R para $V_w = 12$ [m/s], deloading = 10%

K_1	$R_{esperado} = \frac{1}{\frac{1}{R}} * 100$	$R_{obtenido} = \frac{f^{t_2} - f^{t_1}}{P^{t_2} - P^{t_1}} \times \left(\frac{9\text{MW}}{60\text{Hz}} \right) \times 100$	Cumple con el CRM
25	4 %	6.868 %	Si
16.66	6 %	7.075 %	Si
12.5	8 %	7.5 %	Si
10	10 %	7.978 %	Si

La Fig. 4.10 muestra el comportamiento de la potencia mecánica P_m , velocidad del rotor ω_r , par electromagnético T_{em} y ángulo de las aspas del rotor β . Las tendencias fueron las mismas que para los casos anteriores. Sin embargo se observa que el ángulo inicial para este caso fue de $\beta = 1.54 [^\circ]$ (ver Fig. 4.10d). Adicionalmente, se observa que la velocidad del rotor presentó mayores oscilaciones durante los primeros 15 segundos, estabilizándose en 1.2 p.u. a los 24 [s] (ver Fig. 4.10b). Note que la P_m inicial es de 0.79 p.u. y el T_{em} es de 0.63 p.u., tal como lo muestran las Fig. 4.10a-c

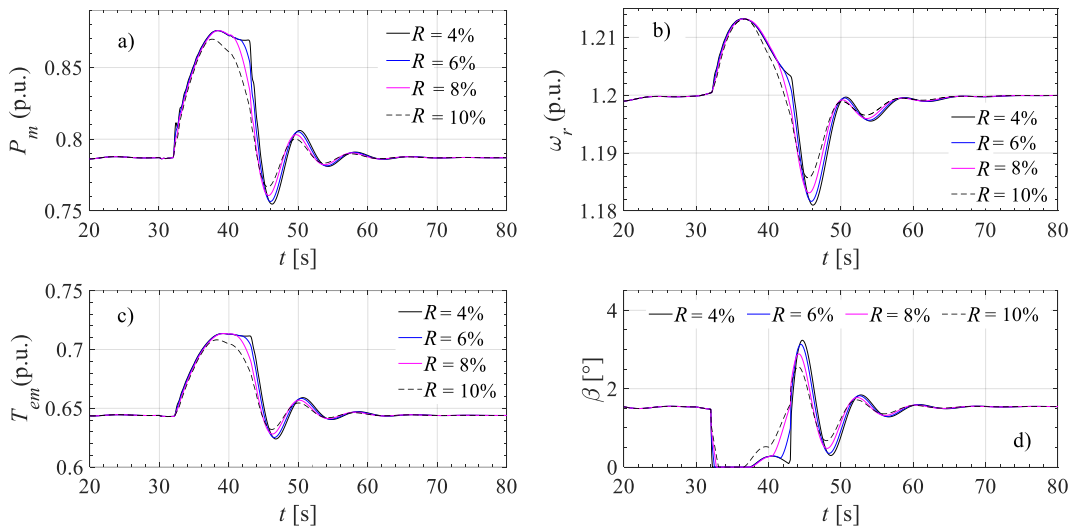


Fig. 4.10 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 12$ [m/s], deloading = 10%

4.3 Caso 3: RPF con deloading del 5% y 10% , $V_w = 10$ [m/s]

Conforme a los resultados obtenidos en los casos 1 y 2, el objetivo de este tercer caso fue indentificar una tendencia de comportamiento del parque eólico a medida que el viento disminuye. Aquí se considera una velocidad del viento igual a 10 [m/s]. Con base en los resultados obtenidos en la Fig. 4.11, se infiere que a menores velocidades de viento, la eficiencia aerodinámica de las turbinas eólicas se reduce, lo cual se refleja en valores de regulación R mayores. Esta última aseveración se explica de forma más detallada al término de este tercer caso así como en [31]. A continuación, reportan directamente los resultados obtenidos del comportamiento dinámico del parque eólico y la tabla comparativa $R_{esperado}$ vs $R_{obtenido}$.

➤ RPF con un deloading del 5 %, $V_w=10$ m/s y diferentes valores de regulación R

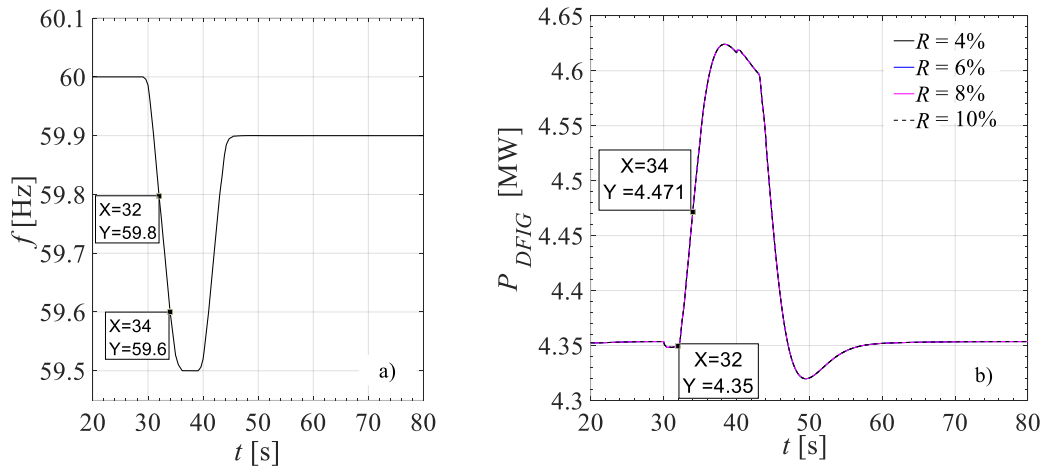


Fig. 4.11 Respuesta del parque eólico; $V_w=10$ [m/s], deloading = 5%

Tabla 4.10 Valores de R para $V_w=10$ [m/s], deloading = 5%

K_1	$R_{esperado} = \frac{1}{1/R} * 100$	$R_{obtenido} = \frac{f^{t_2} - f^{t_1}}{P^{t_2} - P^{t_1}} \times \left(\frac{9MW}{60Hz} \right) \times 100$	Cumple con el CRM
25	4 %	24.8 %	No
16.66	6 %	24.8 %	No
12.5	8 %	24.8 %	No
10	10 %	24.8 %	No

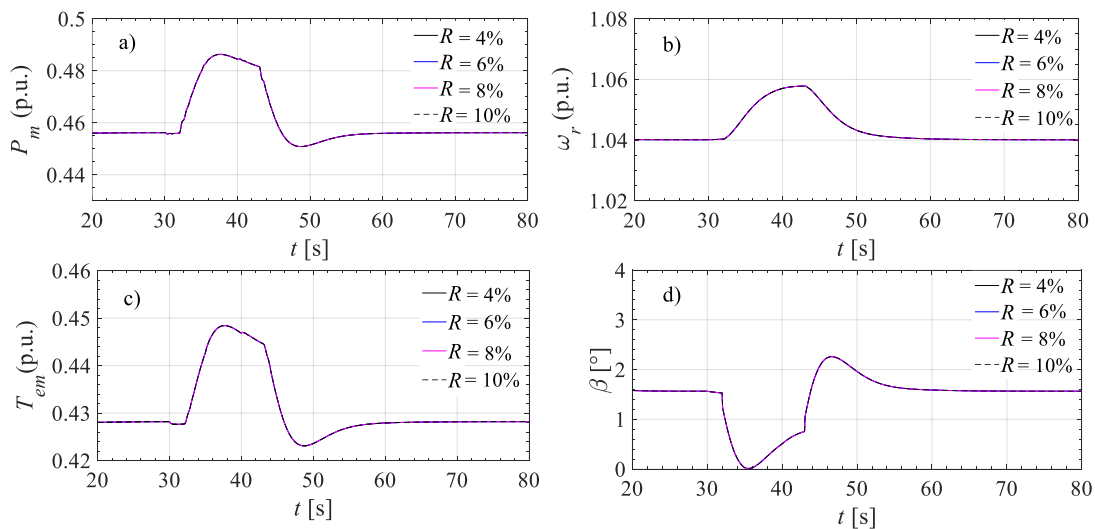


Fig. 4.12 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w = 10$ [m/s], deloading = 5%

➤ RPF con un deloading del 10 %, $V_w=10$ m/s y diferentes valores de regulación R

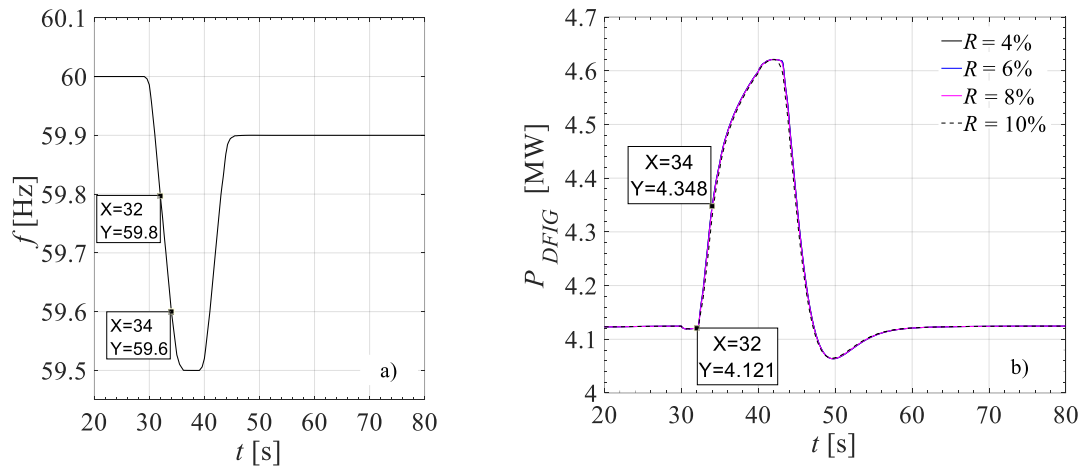


Fig. 4.13 Respuesta del parque eólico; $V_w = 10$ [m/s], deloading = 10%

Tabla 4.11 Valores de R para $V_w=10$ [m/s] , deloading =10%

K_1	$R_{esperado} = \frac{1}{1/R} * 100$	$R_{obtenido} = \frac{f^{t_2} - f^{t_1}}{P^{t_2} - P^{t_1}} \times \left(\frac{9MW}{60Hz} \right) \times 100$	Cumple con el CRM
25	4 %	13.157 %	No
16.66	6 %	13.157 %	No
12.5	8 %	13.354 %	No
10	10 %	14.452 %	No

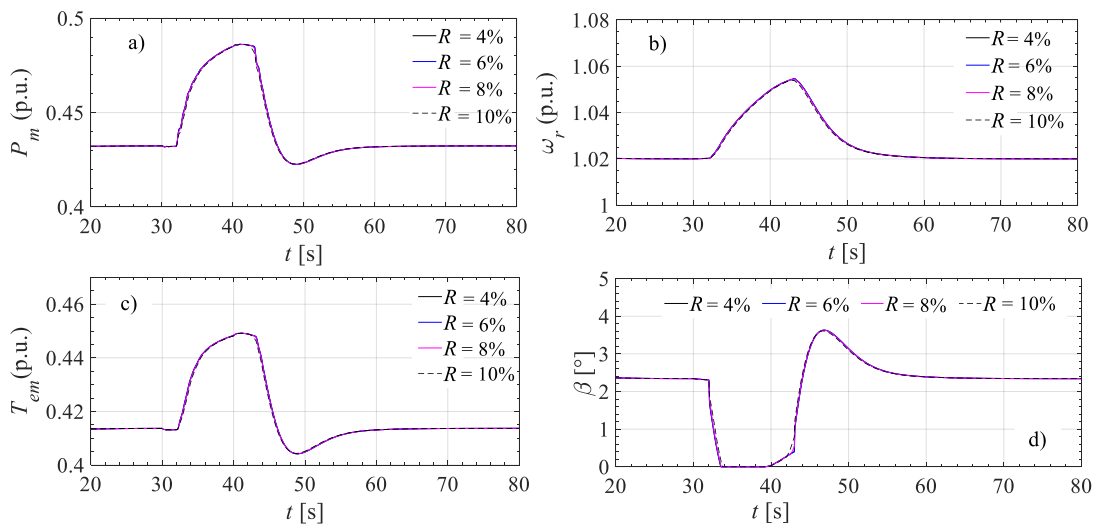


Fig. 4.14 Comportamiento del parque eólico DFIG; $V_w=10$ [m/s], deloading = 10%

- **Análisis final de los Casos 1 al 3**

➤ *RPF para 5% vs. 10% de deloading con $V_w = V_{w,nom}$*

A partir de las simulaciones obtenidas para el caso 1, donde la velocidad del viento fue igual a la nominal, se puede inferir que los mejores resultados se obtuvieron con una reserva de potencia del 10%. Mientras que para el caso de un deloading del 5%, el $R_{obtenido}$ siempre fue muy lejano al $R_{esperado}$ y por ende no cumplió con el código de red mexicano. El motivo por el cual no se cumplió con el código de red mexicano yace en que la cantidad de potencia de reserva resultó ser menor al comando inicial del droop control.

➤ *RPF para 5% vs. 10% de deloading con $V_w < V_{w,nom}$*

Cuando la velocidad del viento es menor a la nominal pero muy cercana a ella (por ejemplo 12 [m/s]), y asumiendo que se tiene una reserva del 10%, se pueden lograr características de regulación que cumplan con el código de red mexicano. En cambio, basándose en los casos 2 y 3 se logra identificar los motivos por los cuales no se puede alcanzar resultados idóneos que cumplan con el código de red: (i) se relaciona con la baja disponibilidad de viento, es decir, el rendimiento de los aerogeneradores se ve afectado cuando la velocidad del viento se encuentra por debajo del valor nominal de diseño [20]. La Fig. 4.15 muestra gráficamente el efecto en la velocidad de respuesta de la potencia mecánica a medida que el viento disminuye.

Las rectas de la Figura 4.15 corresponden a diferentes velocidades de viento, donde la pendiente de cada una de ellas se define matemáticamente como $\Delta P_m / \Delta \beta$. Note que a medida que el viento disminuye, los cambios $\Delta P_m / \Delta \beta$ son menores. (ii) Otro motivo que explica este fenómeno está vinculado a bajas cantidades de reserva de potencia. Esto significa que el droop control usa prácticamente toda la potencia de reserva al momento de activarse. Considerando los resultados de los casos 2 y 3, se puede asumir que para condiciones de viento menores a 12 [m/s], la velocidad de respuesta del ángulo de las aspas disminuye. Esto se traduce en un gradiente de cambio menor de potencia mecánica respecto a β , y por consiguiente menor velocidad de inyección de potencia activa. Por este motivo los valores de R son mayores cuando hay baja disponibilidad de viento.

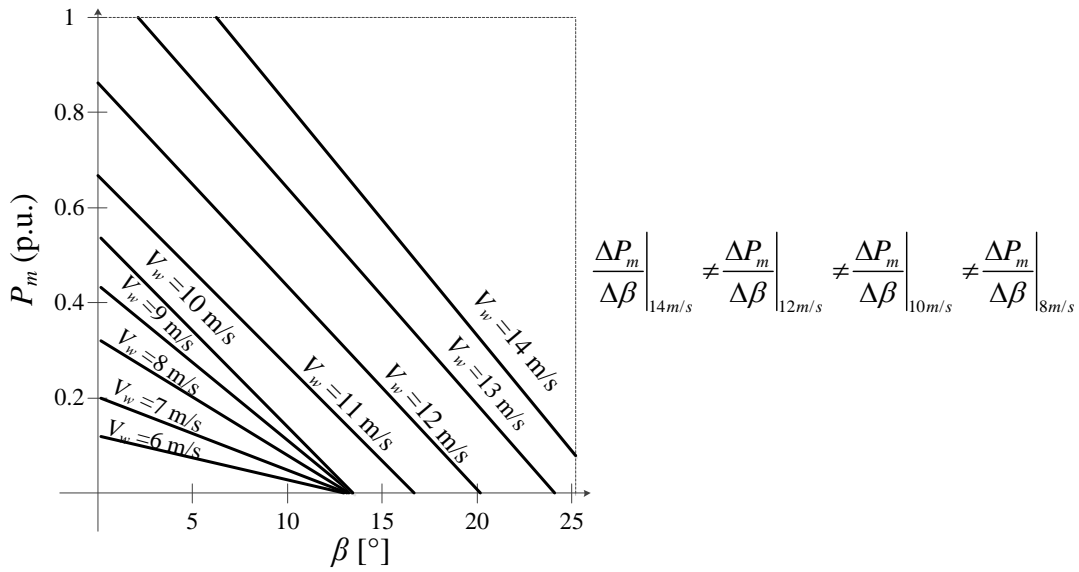


Fig. 4.15 P_m vs β para diferentes valores de V_w [20]

4.4 Regulación de frecuencia con un parque eólico de 180 MW

En esta sección se modela un parque eólico (PE) de 180 [MW] de capacidad instalada, constituido por 6 grupos de 20 aerogeneradores de 1.5 [MW] cada uno, como se muestra en la Fig. 4.16. Cada aerogenerador cuenta con un transformador de 25 kV/575 V, y un alimentador que converge a un colector central de longitud igual a 2 [km], el cual opera a una tensión de 25 [kV]. El colector transporta la corriente total de los 6 alimentadores hacia la subestación de alta tensión para inyectar potencia hacia la red.

Las distancias representadas en la Fig. 4.16 se seleccionaron con base en distancias típicas de parques eólicos instalados en el estado de Oaxaca en la región de Juchitán de Zaragoza. La potencia total seleccionada fue similar a la capacidad instalada del nuevo parque eólico *El Cortijo* en Tamaulipas de 183 [MW], el cual entró en operación en el mes de Septiembre del 2018. Vale la pena mencionar que *El Cortijo* es la culminación del primer proyecto de parque eólico en el marco del nuevo régimen del mercado eléctrico mayorista (MEM), vinculado a la reforma energética del 2013 en México [50].

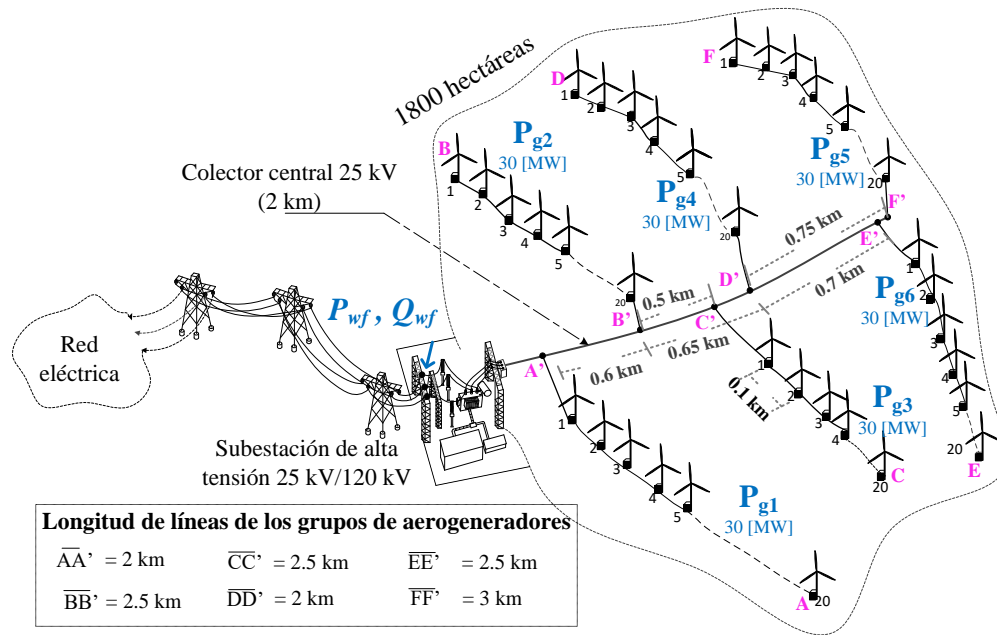


Fig. 4.16 Parque eólico de 180 [MW] con turbinas DFIG interconectado a la red eléctrica

Para fines de simulación, el parque eólico de la Fig. 4.16 se representa por medio del diagrama unifilar mostrado en la Fig. 4.17 el cual es similar al que se reporta en [49]; el parque eólico se modela a través de un equivalente de dos grupos de 60 aerogeneradores de 1.5 [MW] cada uno. El sistema equivalente de la Fig. 4.17 se construye considerando que la velocidad del viento es constante para todos los aerogeneradores y que dos grupos DFIGs se conectan en paralelo, es decir, cada aerogenerador equivalente se representa por 60 turbinas eólicas. Por otro lado, la inercia equivalente en por unidad, H , de cada grupo de turbinas eólicas tiene una relación lineal, ya que todas son del mismo tipo y potencia nominal. Finalmente, se considera que todos los DFIGs inician con un deloading del 10%.

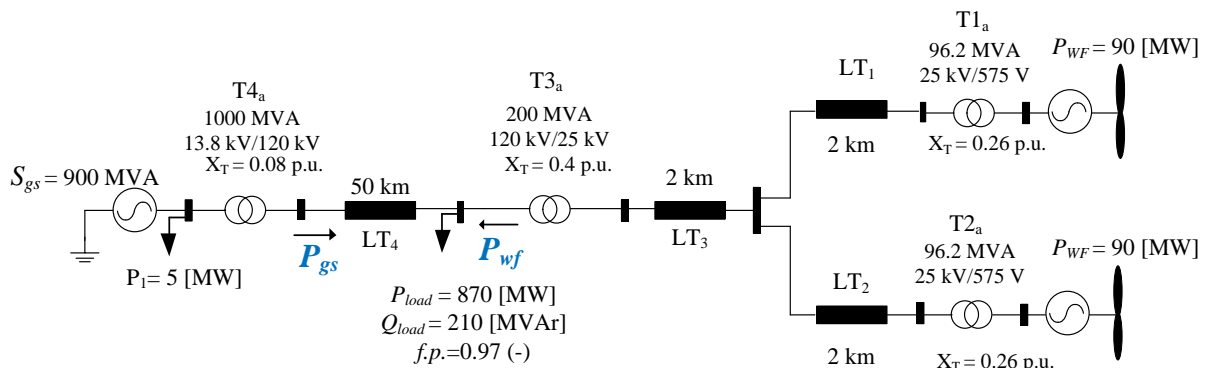


Fig. 4.17 Sistema equivalente del PE *El Cortijo* trabajando en una red aislada

El modelo de generador síncrono (GS) utilizado en Simulink, “Synchronous Machine”, tiene la capacidad de regular potencia activa y voltaje en terminales de la máquina, gracias a que cuenta con un sistema de gobernador de velocidad (lazo ALFC) y un lazo de AVR. La potencia activa de referencia del GS se mantiene en 0.76 p.u., y la tensión en terminales a 1 p.u. Para más detalles del funcionamiento del GS referirse a la Sección 2.2.2 y 2.2.3 de esta tesis.

Todas las líneas de transmisión se representaron por medio del modelo π nominal cuyas longitudes se indican en la misma figura. Los parámetros para $LT_{1,2,3}$ son; $R=0.0038$ p.u., $X_L=0.0126$ p.u., y $Y_c=5.3375e-4$ p.u., mientras que para LT_4 son; $R=0.0042$ p.u., $X_L=0.0137$ p.u., y $Y_c=0.3084$ p.u. Por otro lado, las reactancias y potencia de los transformadores se indican dentro de la Fig. 4.17. La potencia base seleccionada es de 1000 [MVA].

4.4.1 Desempeño del PE ante variaciones del viento, sin y con droop control

Para este caso de estudio se aplica el perfil de viento de la Fig. 4.18a, donde el objetivo es observar el desempeño del PE con y sin lazo de control de frecuencia. Las variables de interés corresponden a la frecuencia del sistema (f), potencia activa inyectada por el generador síncrono (P_{gs}) y por el parque eólico (P_{wf}), así como el comportamiento del ángulo de las aspas del rotor (β). La Fig. 4.18 muestra la evolución dinámica de dichas variables, divididas en tres intervalos de tiempo I, II y III.

- Intervalo I

La sección I parte del estado estacionario en $t=0$ [s], posteriormente en $t=60$ [s] la velocidad del viento comienza a subir hasta llegar a los 14 [m/s], como se muestra en la Fig. 4.18a. Cuando el droop control no está activo, la frecuencia se incrementa hasta 60.17 [Hz] en $t=70$ [s], como se muestra en la Fig. 4.18b. En ese mismo instante el ángulo β se incrementa hasta 5.8 [°] (ver Fig. 4.18d). Por el contrario, cuando el droop control está activo, la frecuencia se mantiene cercana a su valor nominal. Similarmente, la Fig. 4.18e muestra que la P_{wf} inicial es menor con droop control que sin droop control, debido a que el droop control desoptimiza en un 10% a todos los aerogeneradores del PE. Esto último produce un efecto contrario en P_{gs} . Lo que significa que la potencia que debe inyectar el generador síncrono (GS) es mayor cuando el droop control está activo que cuando se desactiva (ver Fig. 4.18c).

- Intervalo II

En este intervalo de tiempo la velocidad del viento comienza a disminuir hasta llegar a 12 [m/s] en $t = 110$ [s], ocasionando que el ángulo β disminuya a 1 y 0 [°], con y sin droop control respectivamente. Cuando no existe droop control, la frecuencia cae a 59.36 [Hz] en $t = 122$ [s], mientras que con el droop control la frecuencia es de 59.89 [Hz], lo que permite mantener un deloading del 10% de la P_{wf} disponible durante todo este intervalo. Durante el segundo intervalo, los cambios de potencia total desde $t = 90$ a 135 [s] con droop control fueron $\Delta P_{wf} = -4.5$ [MW] y $\Delta P_{gs} = 4.9$ [MW]. Por el contrario, los cambios de potencia, sin droop control, son $\Delta P_{wf} = -14$ [MW] y $\Delta P_{gs} = 14.6$ [MW]. Esto último indica que el droop control permite a los aerogeneradores realizar cambios más suaves en la inyección de potencia, tal como lo muestran las Fig. 4.18c y 4.18e.

- Intervalo III

Este intervalo de tiempo es el más drástico debido a que la velocidad de viento disminuye de 12 a 11 [m/s] en un lapso de tiempo de 10 [s]. Aquí la frecuencia cae por debajo de 59 [Hz], en $t = 140$ [s]. La Fig. 4.18b muestra que el punto mínimo de la frecuencia con y sin droop control es de 58.88 [Hz] y 58.59 [Hz], respectivamente. Note que el lazo de regulación de frecuencia se activa de forma correcta cuando la frecuencia rebasa el umbral de 59.8 [Hz], en $t = 140$ [s], lo cual se ve reflejado en el cambio del ángulo β de la Fig. 4.18d.

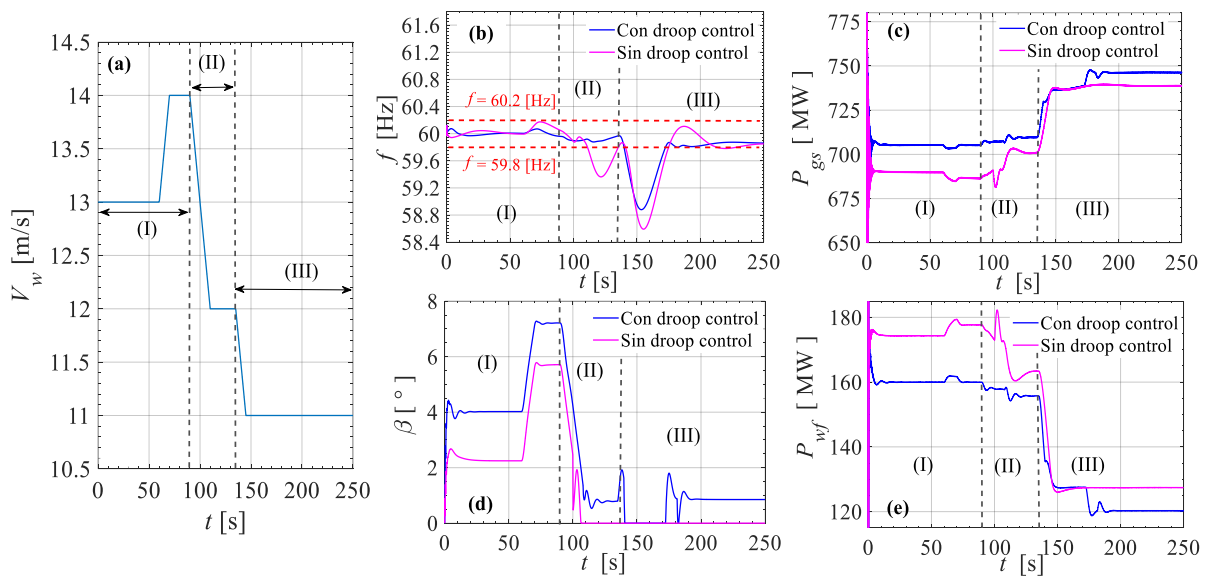


Fig. 4.18 Respuesta del sistema de potencia con y sin lazo de regulación de frecuencia

La excursión de frecuencia en el intervalo III comienza en $t = 140$ [s] y tarda 32 segundos en regresar a sus límites. Es por eso que el comportamiento de P_{wf} y P_{gs} , con y sin droop control, se traslapa durante dicho intervalo de tiempo, separándose hasta $t = 172$ [s]. Esto significa que el parque eólico inyecta el máximo de potencia disponible durante un tiempo total de 32 [s] para ayudar a que la frecuencia regrese a sus límites. Finalmente, después de la perturbación de frecuencia, la potencia P_{wf} se mantiene constante en 127.4 [MW] con $\beta = 0$ [°], y $P_{gs} = 738.9$ [MW], para el caso sin droop control. Mientras que con el droop control, los nuevos valores postdisturbio son $P_{wf} = 120.3$ [MW], $\beta = 1$ [°], $P_{gs} = 746.4$ [MW]. De manera que los aerogeneradores siguen manteniendo una reserva pero 5.5% de la potencia disponible.

Es importante mencionar que, durante el intervalo III, el valor de la frecuencia con droop control regresa a sus límites en $t = 172.5$ [s], con un valor de $f = 59.87$ [Hz]. Sin embargo, para el caso sin droop control, la frecuencia regresa a sus límites hasta $t = 175$ [s], pero vuelve a caer a 59.78 [Hz], en $t = 222$ [s], y finalmente regresa a sus límites en $t = 227$ [s], alcanzando un valor final de $f = 59.85$ [Hz], en $t = 250$ [s], como se muestra en la Fig. 4.18b. Note que las oscilaciones de frecuencia sin droop control son mayores durante los tres intervalos.

4.5 Comportamiento del SIN con penetración eólica

En esta sección se evalúa el comportamiento de la frecuencia en una red equivalente del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ante un aumento del 3% de la demanda, considerando condiciones operativas de demanda mínima y máxima del SIN. Se considera una aportación de generación eólica igual a la capacidad total instalada en el país reportada en el PRODESEN para el año 2017 [26]. Para este caso de estudio se simula el sistema equivalente de la Fig. 4.19. Los valores correspondientes a la carga del sistema P_{sist} y Q_{sist} para el escenario de demanda mínima y máxima del SIN se muestran en la Tabla 4.12. Esta información fue publicada por el CENACE en su página electrónica el día 18 de Febrero del año 2019 [51]. Así mismo, se considera una velocidad de viento constante $V_w = 13$ [m/s]. La Tabla 4.13 muestra los parámetros correspondientes a la líneas de transmisión y distribución usadas en la Fig. 4.19.

Las reactancias de los transformadores se muestran dentro en figura en p.u., considerando que $S_{base} = 44000$ [MVA], la cual corresponde a la máxima transmisión de potencia del sistema. El generador síncrono (GS) está equipado con un sistema gobernador de velocidad con característica de regulación $R=5\%$, cuyo generador tiene una inercia de $H=7$ [s]. Los aerogeneradores DFIG cuentan con el lazo de droop control mostrado en la Fig. 4.2 con $R=8\%$ y una constante de inercia de $H=4.32$ [s].

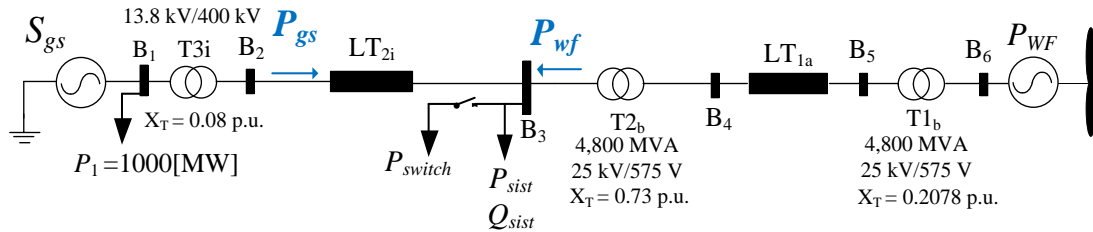


Fig. 4.19 Equivalente del SIN con generación eólica

Tabla 4.12 Escenarios de simulación para el SIN con penetración eólica

Parámetro	Escenario 1 (demanda máxima)	Escenario 2 (demanda mínima)
P_{sist} [MW]	37,568	28,880
Q_{sist} [MVar]	9,415	7,000
S_{gs} [MVA]	40,000	30,000
P_{switch} [MW]	1,127	886.4
P_{WF} [MW]	4,200	4,200
S_{T3i} [MVA]	33,000	44,000
V_w [m/s]	13	13

Tabla 4.13 Parámetros de las líneas de transmisión y distribución, modelo π nominal

Parámetro	LT _{1a}	LT _{2i}	
		Demanda máxima	Demanda mínima
R	0.006 [Ω]	0.0021 [Ω]	0.0053 [Ω]
X_L	0.0198 [Ω]	0.0587 [Ω]	0.1417 [Ω]
Y_C	0.0085 [Ω^{-1}]	0.0115 [Ω^{-1}]	0.46 [Ω^{-1}]

- Escenario I - Demanda máxima - aumento del 3% de carga

En este primer escenario, la generación eólica representa un 11% de la demanda (P_{sist}), lo que significa que el 89% de la demanda es suministrada por las plantas convencionales (GS). El aumento de carga $P_{switch} = 0.03 * P_{sist}$ ocurre en $t = 125$ [s], ocasionando que la frecuencia comience a caer tal como se observa en la Fig. 4.20a. El punto mínimo de f con droop control es de 59.37 [Hz] en $t = 134$ [s], mientras que sin droop control es de 59.03 [Hz] en $t = 138$ [s]. Por lo tanto, la frecuencia tiene una mayor pendiente después del punto mínimo cuando no hay lazo de droop control. Sin embargo, esto genera oscilaciones de frecuencia de mayor amplitud.

En la gráfica con droop control de la Fig. 4.20b, la potencia generada por el generador equivalente del SIN, P_{gs} , se incrementa de manera casi instantánea hasta 32.1 [GW] al momento de la conexión de la carga del 3%. Sin embargo, disminuye instantes después igualándose con la gráfica sin droop control en $t = 133$ [s], instante en el que los aerogeneradores llegan a su potencia máxima, como se muestra en la Fig. 4.20d.

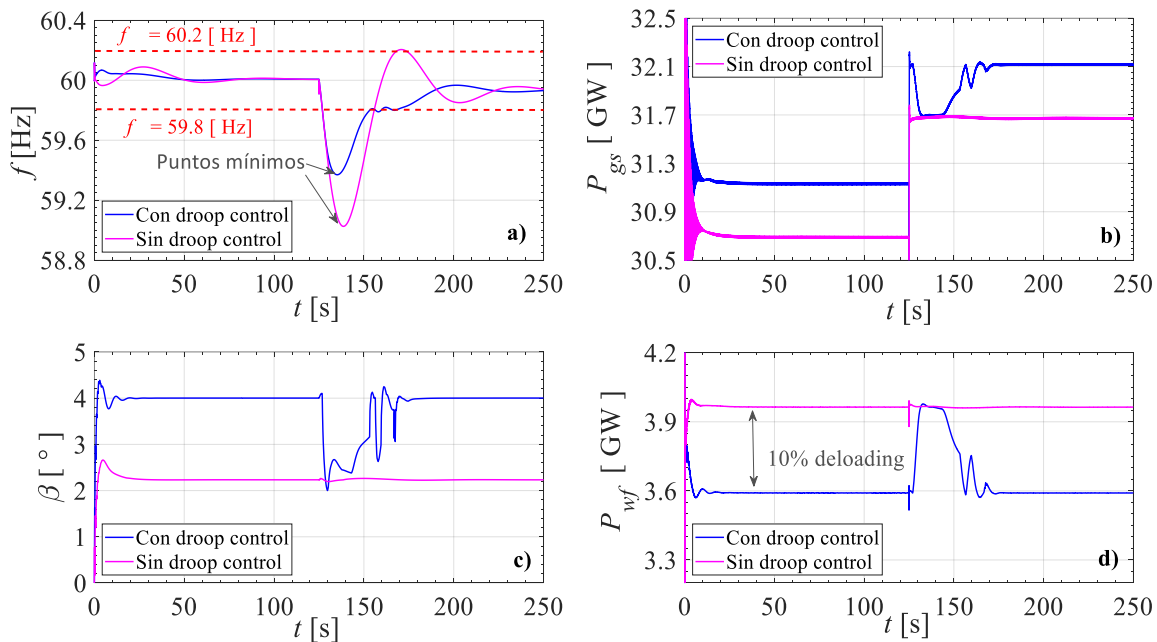


Fig. 4.20 Respuesta del SIN en demanda máxima con aumento de carga del 3%

Una vez que la frecuencia regresa a sus límites, en $t = 153$ [s], los aerogeneradores intentan regresar a su valor inicial de desoptimización pero se presentan oscilaciones. Esto se debe a

que con droop control la frecuencia comienza a oscilar ligeramente cerca del límite inferior, provocando que P_{gs} , P_{wf} y β también oscilen. Las oscilaciones desaparecen la momento que la frecuencia entra a sus límites de manera definitiva en $t = 169$ [s]. En cambio, para el caso sin droop control f entra a sus límites hasta $t = 174$ [s].

El ángulo inicial β con droop control fue de 4 [°] mientras que sin lazo de regulación de frecuencia fue de 2.2 [°] tal como se muestra en la Fig. 4.20c. El último ángulo es menor que el primero ya que sin droop control los aerogeneradores trabajan con base en la curva MPT. En cambio, con droop control se mantiene una reserva del 10% de la potencia eólica total disponible lo cual se ve reflejado en un aumento de β inicial.

Al momento del aumento de carga, el ángulo de las aspas se reduce de 4 a 2.2 [°] para el caso con droop control. Es decir los aerogeneradores comienzan a inyectar el máximo de potencia disponible cuando la frecuencia sale de sus límites en $t = 127$ [s]. El cambio de potencia de los aerogeneradores, con droop control, en el intervalo $t = [127,135]$ fue de $\Delta P_{wf} = 0.36$ [GW], lo que representa una regulación efectiva de $R = 7.195\%$ calculada mediante (4.3).

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P_{wf}} \times \left(\frac{P_{wf}}{f_{nom}} \right) \times 100 = \frac{0.37}{0.36} \times \left(\frac{4.2}{60} \right) \times 100 = 7.195\% \quad (4.3)$$

- *Escenario II - Demanda mínima - aumento del 3% de carga*

Este caso representa el escenario más extremo que podría presentarse en el SIN, debido a que hay máxima generación eólica y por lo tanto menos generadores convencionales conectados a la red dando soporte inercial y de regulación primaria al SEP. Para este segundo escenario la generación eólica representa un 14.54% de la demanda (P_{sist}). De acuerdo con la Fig. 4.21a el punto mínimo de frecuencia con droop control es $f = 59.46$ [Hz] en $t = 132$ [s], mientras que para el caso sin droop control es $f = 59.05$ [Hz] en el instante $t = 138$ [s].

Lo anterior implica una mejora de 0.41 [Hz] en el punto mínimo de la frecuencia del sistema cuando el lazo de droop control esta activo, y una recuperación más rápida del valor de frecuencia. El comportamiento del ángulo β de la Fig. 4.21c es similar al del escenario anterior. Sin embargo, después de disminuir a 2.2 [°], β comienza a incrementarse ligeramente más rápido. Esto último se debe a que el punto mínimo de f con droop control para este caso fue 0.09 [Hz] mayor respecto al caso con demanda máxima. Por lo tanto, una desviación de

frecuencia Δf menor, lo que permite incrementar antes el valor de β llevándolo de vuelta a su valor inicial con deloading.

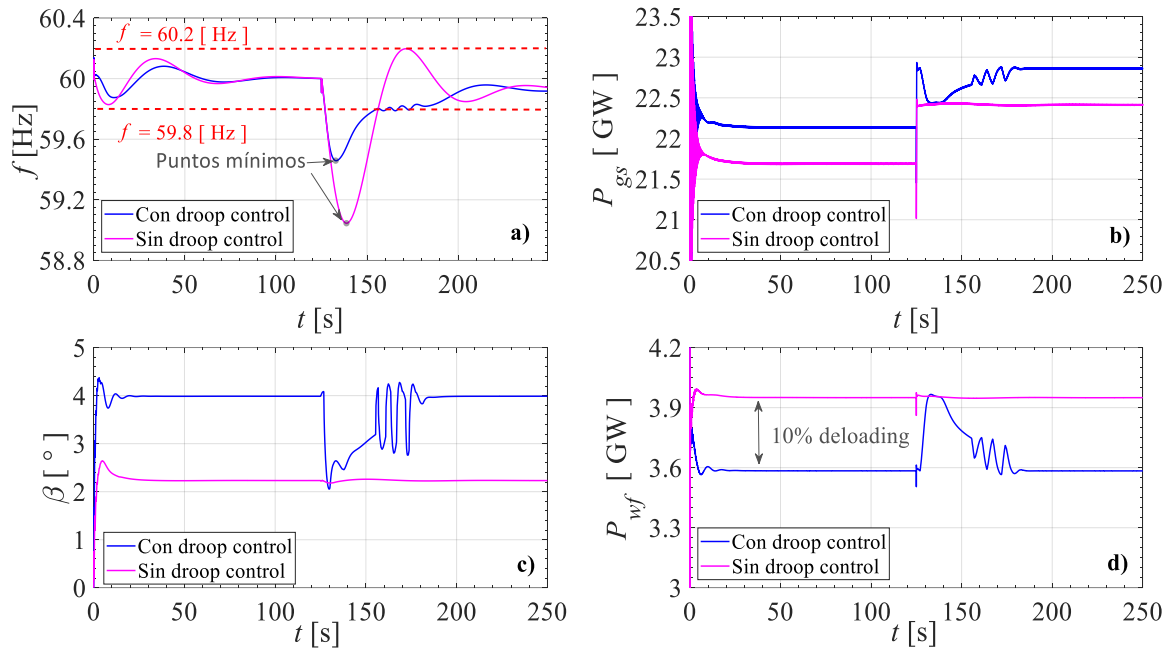


Fig. 4.21 Respuesta del SIN en demanda mínima con aumento de carga del 3%

En $t = 155$ [s], con droop control, la frecuencia comienza a oscilar de manera creciente cerca del límite inferior entrando definitivamente a sus límites en $t = 174$ [s]. Es decir, 5 [s] después que en el *Escenario 1*, mientras que sin droop control f entra a sus límites en $t = 173$ [s]. La potencia inicial P_{wf} es menor cuando los aerogeneradores participan en la regulación de frecuencia, debido a que se mantiene un reserva del 10% de la potencia disponible (Fig. 4.21d), obligando a que la P_{gs} inicial sea igual a 22.14 [GW] (Fig. 4.21b).

Por el contrario, cuando no hay regulación de frecuencia (sin droop control), los aerogeneradores inyectan en todo momento la potencia total disponible igual a 3.96 [GW], por lo cual la P_{gs} inicial se reduce a 21.69 [GW]. Por otro lado, note que sin lazo de droop control, la frecuencia del sistema presenta oscilaciones de gran amplitud igual que en el *Escenario 1* llegando a alcanzar su límite superior en $t = 172$ [s]. El valor de la frecuencia post disturbio para ambos casos fue similar con $f = 59.92$ [Hz] y 59.94 [Hz] con y sin droop control respectivamente. El porcentaje de regulación obtenido para este escenario es de $R = 6.61\%$, de acuerdo con (4.4), medido en intervalo $t = [127, 132]$; dicho periodo coincide con el tiempo que tardan los aerogeneradores en llegar a su potencia máxima.

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P_{wf}} \times \left(\frac{P_{WF}}{f_{nom}} \right) \times 100 = \frac{0.34}{0.36} \times \left(\frac{4.2}{60} \right) \times 100 = 6.61\% \quad (4.4)$$

Note que la inyección de potencia de los aerogeneradores para este caso fue más rápida que para el *Escenario 1*, y además cumple con los especificado dentro del código de red mexicano (CRM). La Tabla 4.14 muestra cuantitativamente un resumen de los resultados más relevantes obtenidos para ambos escenarios con y sin droop control, donde f_{min} representa el punto mínimo de frecuencia alcanzado, y $t_{rec.f}$ representa el instante en que la frecuencia regresa dentro de límites de manera definitiva. ΔP_{gs} y ΔP_{wf} simbolizan los cambios de potencia totales del GS y los aerogeneradores, respectivamente, respecto a sus valores iniciales antes de producirse el switcheo de carga.

La velocidad de inyección de potencia de los aerogeneradores fue mayor con demanda mínima debido a que el porcentaje de penetración eólica es mayor. En consecuencia, la desviación de frecuencia Δf fue más pequeña respecto a la obtenida con demanda máxima. Esto se ve reflejado en un valor de R menor para el *Escenario 2*. Note también que los valores de f_{min} en el SIN cuando el droop control está activo fueron más elevados en demanda mínima, como era de esperarse. No obstante, con demanda máxima la frecuencia llega el estado estacionario más rápido que con demanda mínima, ya que el tiempo de recuperación del valor de frecuencia es $174-169 = 5$ [s] más rápido debido a que hay mayor cantidad de GS conectados a la red.

Tabla 4.14 Resumen de resultados

Parámetro	<i>Escenario 1</i> (demanda máxima)		<i>Escenario 2</i> (demanda mínima)	
	con droop control	sin droop control	con droop control	sin droop control
$R_{obtenido}$ [%]	7.19	-	6.61	-
f_{min} [Hz]	59.37	59.03	59.46	59.05
$t_{rec.f}$ [s]	169	174	174	173
ΔP_{gs} [MW]	970	970	730	730
ΔP_{wf} [MW]	360	360	360	360

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones generales

El uso extensivo de fuentes de energía limpias y la creación de redes eléctricas inteligentes involucra irremediablemente la sustitución paulatina de las plantas convencionales que utilizan combustibles fósiles para generar electricidad, como el petróleo, gas natural o carbón. Sin embargo, existe un riesgo latente al retirar estos grandes generadores, ya que por sus dimensiones y capacidad de potencia han sido designados por los operadores del sistema eléctrico como los principales responsables de mantener el balance entre carga y generación en la red. Por esta razón, para no poner en riesgo a un SEP, los códigos de red deben de actualizarse con base en un profundo conocimiento de las características y factores que influyen en el desempeño de los distintos tipos de generación no convencional como la generación eólica.

En México existe un panorama positivo de crecimiento a futuro para este tipo de tecnología, ya que en el territorio nacional aún falta por aprovechar más de la mitad del recurso eólico total disponible. En el capítulo 1 se vislumbró la posición que ocupa México respecto a otras naciones del mundo líderes en generación eólica. Se puede apreciar que China, Alemania y Estados Unidos actualmente generan grandes cantidades de potencia usando aerogeneradores. Es por eso que en nuestro país se necesitan implementar nuevas políticas en materia energética que permitan crear vínculos con países de Europa y Asia, contribuyendo así, al desarrollo y explotación sustentable de la energía proveniente del viento. Así mismo, es importante realizar

estudios del comportamiento de parques eólicos integrados a gran escala al SEN, y evaluar sus beneficios y posibles limitantes.

En respuesta a lo anterior, esta tesis ha sido elaborada tomando como eje principal el estudio de la regulación de frecuencia en los SEP usando parques eólicos DFIG mediante la técnica de control de ángulo de las aspas. Conforme a lo presentado en el Capítulo 2, se puede inferir que:

- Para ejercer un control sobre la potencia activa en un generador síncrono convencional (planta hidroeléctrica o termoeléctrica) debe controlarse el par mecánico de la turbina mediante el gobernador de velocidad. Los cambios resultantes en la potencia mecánica dependen del valor asignado a la característica de regulación R .

Por otro lado, con referencia a lo expuesto en el Capítulo 3, puede concluirse que:

- La regulación de potencia activa de un aerogenerador DFIG, por medio del control del ángulo de las aspas, resulta ser análogo al sistema de gobernador de velocidad en generadores convencionales. Sin embargo, existen factores externos que modifican la respuesta de este mecanismo como la velocidad del viento y la cantidad de potencia de reserva (deloading).

Conforme a la literatura revisada para este tercer capítulo se sabe que existen otras técnicas de control de potencia de aerogeneradores, ya sea regulando el par electromagnético (T_{em}) de la máquina o la velocidad del rotor (ω_r). Sin embargo,

- El mayor impacto en la inyección de potencia activa se presenta al momento de modificar el ángulo de las aspas del rotor β . Lo cual, intrínsecamente genera cambios en T_{em} y ω_r .

Es importante tomar en cuenta que el mecanismo de control de aspas involucra la interacción de componentes mecánicos, por lo tanto, sistemas de engranes que se accionan por medio de motores. A pesar de ello, los resultados demuestran que:

- El control del parámetro β opera de forma adecuada en las tareas de reserva e inyección de potencia durante la regulación primaria de frecuencia.

- El tiempo promedio que tardó el mecanismo en llegar al punto de máxima inyección de potencia fue de 1 [s] con un deloading del 10%. Esto quiere decir que un aerogenerador DFIG no excede el tiempo de demora inicial admisible de 2 [s] ni tampoco el tiempo total de activación de 30 [s] señalado en el CRM.

Además, la aportación de potencia activa eólica se mantuvo por encima de su valor inicial durante todo el tiempo que tardó la frecuencia en entrar a sus límites de tolerancia después de la perturbación, con una inyección de potencia continua. Por lo tanto, se puede decir que,

- Los aerogeneradores DFIG con lazo de regulación de frecuencia cumplen con los tiempos mínimos de conexión de una central eléctrica durante la regulación primaria antes de autorizar su desconexión.

Respecto a otros enfoques de control,

- Las ventajas de usar el control de ángulo de las aspas se obtienen en el comportamiento de ω_r , donde este parámetro se mantuvo siempre dentro del rango de $\pm 0.3 * \omega_{r,nom}$, con lo que se preserva el funcionamiento de la máquina al mismo tiempo que se aprovechan las características de deslizamiento de un DFIG.

En cambio, una condición que puede afectar en la inyección de potencia cuando se trabaja con la variable de control T_{em} es la posible desaceleración o sobre aceleración de la máquina fuera de sus límites de diseño, lo que provocaría el paro repentino de la turbina eólica.

El control implementado en esta tesis, tiene la característica de ser efectivo y relativamente fácil de comprender, además de ser útil para velocidades por encima de la velocidad nominal del viento, siempre y cuando vaya de la mano con un buen programa de mantenimiento periódico a los componentes mecánicos. Por otra parte, los controles que usan el T_{em} involucran una mayor complejidad matemática, mayores cálculos, y por lo tanto mayor tiempo computacional.

En muchas ocasiones, los modelos de control obtenidos no son válidos para altas velocidades de viento, a pesar de que estas últimas estén dentro de los límites de diseño establecidos por el fabricante. Adicionalmente, se hacen gran cantidad de suposiciones que comúnmente no se presentan en los parques eólicos que operan actualmente. Por ejemplo considerar el par

electromagnético constante durante las acciones de control. Tanto en generadores convencionales como en aerogeneradores prevalecen principios físicos fundamentales. En plantas convencionales, se cuenta con energía potencial almacenada, ya sea en forma de agua o de combustible, la cual se convierten en energía cinética que fluye a determinada velocidad hacia la turbina en función de la posición de la válvula principal para el caso de las termoeléctricas o de las compuertas o paletas guías en hidroeléctricas. En cambio, dentro del mundo de los aerogeneradores se cuenta con energía cinética almacenada en las masas rotativas de la máquina, la cual puede ser muy útil si se sabe cómo controlarla, reservarla y posteriormente inyectarla a la red en momentos de contingencia.

En este trabajo se aplicó la técnica de regulación de frecuencia mediante control de ángulo de las aspas evaluando su desempeño primero ante distintas condiciones de viento y después ante distintos escenarios de demanda del SIN con aumentos de carga del 3%. Después de implementar dicho lazo de control en el modelo de parque eólico de Simulink del Capítulo 4 se identificó que,

- La característica de regulación en aerogeneradores DFIG depende en primer lugar de la velocidad del viento, y en segundo lugar del deloading seleccionado.
- La velocidad óptima del viento para cumplir con las características de regulación establecidas dentro del CRM debe ser mayor o igual que la velocidad de viento nominal de la turbina eólica. Mientras que la cantidad de reserva de potencia más adecuada para alcanzar características de regulación más pequeñas fue siempre con un deloading del 10%.

Por otro lado, se puede advertir que, para una red aislada con generación eólica,

- El aumento en la velocidad del viento provoca incrementos de potencia considerables y por lo tanto aumentos de frecuencia peligrosos cuando los aerogeneradores DFIG no cuentan con lazos de droop control.

En cambio, el mismo parque eólico trabajando con lazos de droop control, permite a la frecuencia del sistema mantenerse siempre cercana a su valor nominal a pesar de que el viento crezca. Ahora bien, ante velocidades del viento por debajo de la velocidad nominal de diseño, la frecuencia del sistema inevitablemente disminuye. Sin embargo,

- El lazo de droop control ayuda a mejorar el punto mínimo de frecuencia al mismo tiempo que permite que esta regrese a los límites de tolerancia establecidos de manera más rápida.
- La integración de parques eólicos a gran escala con lazos de control del ángulo de las aspas en sistemas con baja regulación de frecuencia ayudan a mantener la estabilidad de frecuencia del mismo ante variaciones del viento.

Con base en los resultados obtenidos en el caso de estudio presentado en la Sección 4.5, se demuestra que,

- Es posible integrar un monto de generación eólica igual a la capacidad actual instalada en el país sin comprometer la estabilidad de frecuencia del sistema.

Por lo tanto, si dentro de las estrategias para el balance de carga-generación en un SEP se toma en cuenta a los parques eólicos, se puede asegurar que estos tienen la capacidad para participar en la regulación primaria de frecuencia. De esta manera, es posible crear nuevas estrategias de operación donde se comience a desplazar a la generación convencional durante ciertos períodos del día, utilizando en su lugar este tipo de tecnología tomando en cuenta los factores que intervienen en su desempeño.

5.2 Trabajos Futuros

Después del desarrollo del estado del arte de la tesis y con base en la bibliografía consultada para la elaboración de este documento, se plantean los siguientes trabajos futuros que podrían sumar información al tema de la regulación de frecuencia con parques eólicos.

- Evaluación de la contribución en la regulación de frecuencia con parques eólicos DFIG interconectados a la red mediante enlaces VSC-HVDC. Los beneficios al usar enlaces de corriente directa en alto voltaje radican en una inyección más suave y controlada de la potencia de los parques eólicos a través de las estaciones convertidoras. Así mismo, se pueden usar para el estudio de redes donde la generación eólica se encuentre en puntos muy alejados, incluso mar adentro. Además, conforme a la literatura revisada, al sustituir las líneas de transmisión trifásicas convencionales por enlaces VSC-HVDC se puede duplicar o hasta

triplicar la capacidad de transmisión de potencia en un sistema eléctrico. De esta forma se podrían llevar a cabo simulaciones donde se represente la inyección de potencia eólica por cada zona de control del SEN, evaluando su contribución a la respuesta primaria ante contingencias en la red.

- Inclusión de modelos para la predicción del viento (*forecasting*, por sus siglas en inglés) en la evaluación del desempeño del parque eólico de la Sección 4.4, a fin de poder representar modelos del comportamiento del viento más realistas. Con estos modelos predictivos, el control se mantiene actualizando cada 10 [s] el valor del parámetro de regulación de frecuencia en base a las condiciones de viento a futuro, lo que ayudaría a optimizar la respuesta inercial de los aerogeneradores DFIG.
- Aplicar el enfoque de control multivariable a los aerogeneradores DFIG por medio de la técnica de ganancias programadas. Esta tema involucra crear un modelo de aerogenerador que incluya la dinámica de la estructura de una turbina eólica, a fin de realizar un control simultáneo por medio del ángulo de las aspas y del par electromagnético del generador. El objetivo es ayudar a suavizar el trabajo del servomecanismo del control de aspas y con esto reducir el estrés mecánico en sus componentes, aumentando la expectativa de vida de un DFIG.
- Para los escenarios de bajas velocidades de viento implementar sistemas híbridos de parques eólicos con inclusión de energía solar y almacenamiento de energía en bancos de baterías. Todo esto con el fin de coordinar cada uno de ellos en beneficio mutuo para poder cumplir en todo momento con las características de regulación establecidas en el código de red mexicano aun ante bajas velocidades de viento.

Referencias

- [1] Explicación ampliada de la Reforma energética, Secretaría de Energía (SENER), Junio (2015). Disponible en:
<https://www.gob.mx/sener/documentos/explicacion-ampliada-de-la-reforma-energetica>
- [2] Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Diario Oficial de la Federación (DOF), Primera Sección- Vespertina, 11 Ago. (2014).
- [3] Programa Especial de Producción y Consumo Sustentable 2014-2018 Diario Oficial de la Federación (DOF), Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Tercera Sección Vespertina, 28 Abr. (2014).
- [4] O.I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory An Introduccion*, 2nd Ed. Tokyo Japan, Mc Graw Hill ,(1983),pp. 299-323.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Palo Alto California USA, Mc Graw Hill (1994), pp 17-1099.
- [6] B.L. Dokic, B. Blanusa. *Power Electronics converters and regulators*, London: 3rd Ed, Springer, (2015).
- [7] World Wind Energy Association (WWEA), Global Wind Installations, (2018). Disponible en:
<https://library.wwindea.org/2019/02/18/global-statistics-2018-preliminary/>
- [8] A. Buckspan, J. Aho, P. Fleming, Y. Jeong and L. Pao, “Combining Droop Curve Concepts with Control Systems for Wind Turbine Active Power Control,” *IEEE Journals & Magazines*, pp. 1-8, Oct. (2012).
- [9] Y. Fu, X. Zhang, Y. Hei, H. Wang, “Active participation of variable speed wind turbine in inertial and primary frequency regulations,” *Electric Power Systems Research*, Vol. 147, pp. 174-184, Mar. (2017).
- [10] K.E. Johnson, L.Y. Pao, M.J. Balasand, L.J. Fingersh, “Control of variable-speed wind turbines: Standard and adaptatives techniques for maximizing energy capture,” *IEEE. Control System Magazine*, pp. 70-81, Jun (2006).
- [11] A. Teninge, C. Jecu, D. Roye, S. Bacha, J. Duval, R. Belhomme, “Contribution to the frequency control through wind turbine inertial energy storage,” *IET. Renewable Power Generation.*, vol.3, pp.358-370, Sep. (2009).
- [12] P. Moutis, E. Loukarakis, S. Papathanasiou, N.D. Hatziargyrio, “Primary Load Frequency Control from Pitch Controlled Wind Turbines,” *IEEE. Bucharest Power Tech Conference.*, pp.1-7, Oct. (2009).

- [13] B.H. Chowdhury, H. T. Ma., "Frequency Regulation with Wind Power Plants," *IEEE. Power Eng.Soc General Meeting.*, pp. 1-5, Aug. (2008).
- [14] R.G. de Almeida and J.A. Pecas, "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation," *IEEE. Transactions on Power Systems.*, vol. 22, pp 944-950, Jul. (2007).
- [15] P. Li, W. Hu, R. Hu, Q. Huang, J. Yao and Z. Chen," Strategy for wind power plant contribution to frequency control under variable wind speed," *ELSEVIER. Renewable Energy.*, vol. 130 ,pp. 1226-1236, Jan. (2017).
- [16] G. Shu-feng, Z. Jie-tan, A. Philip, H. Li-li and J. Jing, "A Review of Wind Turbine Deloaded Operation Techniques for Primary Frequency Control in Power System," *China International Conference on Electricity Distribution.*, pp.63-71, Dec. (2018).
- [17] T. Wang, L. Ding, W. Bao, J. Zheng, "A Novel Deloaded Control Strategy of DFIG Wind Farm," *13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. ICIEA.*, pp. 1681-1685, Jun. (2018).
- [18] S. Ghosh, S. Kamalasan, N. Senroy, J. Enslin, "Doubly fed induction generator (DFIG)-based wind farm control framework for primary frequency and inertial response application," *IEEE Transactions on Power Systems.*, vol. 3, May. (2016).
- [19] P. Venne, X. Guillaud, " Impact of wind controller strategy on deloaded operation," *CIGRE/ IEEE PES.*, Aug. (2009).
- [20] L.M. Castro, E.Acha, "A new method to asses the contribution of VSC-HVDC connected wind farms to the primary frequency control of power networks", *Electric Power Systems Research.*, vol. 154, pág 48-58, Jan. (2018).
- [21] S.Wang, J.Hu, S.Wang, H. Tang, Y. Chi, "Comparative study on primary frequency control schemes for variable-speed wind turbines," *IET Journals & Magazines.*, vol. 2017, pp. 1332-1337, (2017).
- [22] ESB National Grid, "Grid Code", Version 1.2, (2005).
- [23] Grid Connection Regulations for High and Extra High voltage, E.ON Netz GmbH, 1 April (2006).
- [24] ELTRA: "Wind turbines Connected to grids with voltages above 100 kV ". Technical Regulations TF 3.2.5, Doc. No. 214493 v3
- [25] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake, N. Jenkins, "Frequency support from doubly fed induction generator," *IET Renewable Power Generation.*, vol. 1, pp.3-9, Apr. (2007).
- [26] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN). Secretaría de Energía (SENER).
- [27] Global Wind Energy Council (GWEC), Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA), Chinese Wind Energy Association (CWEA).2014 *China Wind Power Review and Outlook.* disponible en: <https://gwec.net/publications/country-reports/>

- [28] Disposiciones administrativas de carácter general (DACG); criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. Diario Oficial de la Federación (DOF), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Abril, (2016).
- [29] Programa de Redes Eléctricas Inteligentes. Secretaría de Energía (SENER), 2017.
- [30] G.A. Muñoz, S.Petrous, D.L.Jones. *Modelling and Controlling Hydropower Plants*, London, Springer, (2013).
- [31] D. Sarkar. *Thermal Power Plant, Design and Operation*, UK, Elsevier, (2015).
- [32] J.J. Grainger, W. Stevenson, Jr. *Power System Analysis*, Singapore: 1st Ed, Mc Graw Hill (1994).
- [33] S. J. Chapman. *Máquinas Eléctricas*, 3rd Ed. Mc Graw Hill, (2000).
- [34] M. Dreidy, H. Mokhlis, S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, " vol. 69, pp. 144-155, Mar. (2017).
- [35] F. Barrero, M.I. Milanés, E. González, C. Roncero, P. González, "El control de potencia y frecuencia en los sistemas eléctricos multiárea. Revisión y nuevos retos," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial.*, vol. 12, no. 4, pp. 357-364. Oct. (2015).
- [36] J.Undrill. *Primary Frequency Response and Control of Power System Frequency*. Office of Electric Reliability Federal Energy Regulatory Commission. February (2018).
- [37] B.Robyns, et al. *Vector Control of Induction Machines*, Ed. Springer-Verlag London (2012).
- [38] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, England, WILEY (2005).
- [39] G. Abad, J. López, M.A. Rodriguez, L. Marroyo and G. Iwanski. *Doubly Fed Induction Machine, Modeling and Control for Wind Energy Generation*, United States of America, WILEY, (2011).
- [40] American Wind Energy Association. *Annual market report: Turbines manufactures &Rankings*. (2014). Disponible en: <http://www.awea.org/AnnualMarketReport.aspx?ItemNumber=7423>
- [41] Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE). Proyectos: capacidad instalada. Disponible en: <https://www.amdee.org/capacidad-instalada>
- [42] Z. Su, P. Wang, P. Song, "Research on Control Strategy of DFIG Rotor Side Converter," *IEEE ITEC Asia –Pacific.*, pp. 1-5, Jun. (2014).
- [43] R. Peña, J.C Clare, G.M. Asher, "Doubly fed induction Generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation," *IEE Proceedings –Electric Power Applications.*, pp.231-241, May (1996).

- [44] S. Rani, V. Fulmali, "Study of DFIG Connected to Back-to-back Converter for Space Vector Control Techniques," *IEEE ICICIC.*, Aug. (2017).
- [45] J.E. Martínez and G. Nájera, "Modelado y Simulación de Parques Eólicos Integrados a los Sistemas Eléctricos de Potencia", tesis Ing. electrica, Facultad de Ingeniería, UNAM , México, (2017).
- [46] C.E. Ugalde-Loo, J.B. Ekanayake, N. Jenkins, "State-Space Modeling of Wind Turbine Generator for Power Systems," *IEEE Transactions on Industry Application.*, vol. 49, no.1, pp. 223-232, Nov. (2012).
- [47] J. Morren, S.W.H de Haan, W.L. Kling, J.A. Ferreira, "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433-434 , Jan. (2006).
- [48] L.M. Castro, C.R. Fuerte, H. Tovar, "Solution of Power with Automatic Load-Frequency Control Devices Including Wind Farms," *IEEE Transactions on Power Systems.*, vol. 27, no. 4, Nov. (2012).
- [49] Y. Lu, J. Liu, X. Wang, "Very short-term wind speed prediction-based inertial control of a DFIG wind farm," *36 th Chinese Control Conference (CCC).*, pp. 26-28, Jul. (2017).
- [50] Revista eólica y del vehículo eléctrico, 06 de Septiembre (2018), disponible en: <https://www.evwind.com/2018/09/06/eolica-en-mexico-nuevo-parque-eolico-de-acciona-en-tamaulipas/>
- [51] Centro Nacional de Control de Energía, Información actualizada sobre la demanda eléctrica del país, disponible en: <https://www.gob.mx/cenace>
- [52] P. Krause, O. Wasynczuk, S. Sudhoff, S. Pekarek, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 2nd Ed., USA, IEEE PRESS, WILEY (2013).
- [53] J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, UK, WILEY (2008).
- [54] ENTSO-E. (2016, Apr.). "Network code on requirements for grid connection of generators", [online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>