

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ

FACULTAD DE INGENIERÍA
CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y ESTUDIOS DE POSGRADO

ESTUDIO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y RESPUESTA
INERCIAL DE SISTEMAS BASADOS EN GENERACIÓN EÓLICA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. EDGAR SAÚL HERNÁNDEZ ARAIZA

ASESOR:

DR. RAFAEL PEÑA GALLARDO

Febrero 2021





Universidad Autónoma de San Luis Potosí
Facultad de Ingeniería



Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Maestría en Ingeniería Eléctrica

**“Estudio del control de frecuencia y respuesta inercial de sistemas
basados en generación eólica”**

Presenta:

Ing. Edgar Saúl Hernández Araiza

Sinodales:

Dr. Rafael Peña Gallardo
(Asesor de Tesis)

Dr. Homero Miranda Vidales

Dr. Jorge Alberto Morales Saldaña

Dr. Juan Segundo Ramírez

19 de noviembre de 2020

ING. EDGAR SAÚL HERNÁNDEZ ARAIZA
P R E S E N T E.

En atención a su solicitud de Temario, presentada por el **Dr. Rafael Peña Gallardo**, Asesor de la Tesis que desarrollará Usted con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Ingeniería Eléctrica**, me es grato comunicarle que en la sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 19 de noviembre del presente, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Estudio del control de frecuencia y respuesta inercial de sistemas basados en generación eólica"

1. Introducción.
 2. Control de frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia.
 3. Modelado y control de un aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes.
 4. Resultados y simulaciones.
- Conclusiones.
Referencias.
Apéndices.

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

ATENTAMENTE



DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN
DIRECTOR

www.uaslp.mx

Copia. Archivo.
*etn.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERIA

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Posgrado en Ingeniería Eléctrica

El firmante, Dr. Rafael Peña Gallardo profesor investigador de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

HACE CONSTAR

Que la tesis que tiene por título:

Estudio del control de frecuencia y respuesta inercial de sistemas basados en generación eólica.

Presentada por el Sr.

Ing. Edgar Saúl Hernández Araiza

Para optar el grado de:

Maestro en Ingeniería Eléctrica

Ha sido realizada bajo mi dirección.

San Luis Potosí, S.L.P., 28 de enero del 2021

Rúbrica: _____

Dr. Rafael Peña Gallardo



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERIA
Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Posgrado en Ingeniería Eléctrica

Aclaración

El presente trabajo que lleva por título:

Estudio del control de frecuencia y respuesta inercial de sistemas basados en generación eólica.

Se realizó entre junio de 2019 y diciembre de 2020 bajo la dirección científica del Dr. Rafael Peña Gallardo.

Originalidad

Por este medio aseguro que he realizado este documento de tesis para fines académicos sin ayuda indebida de terceros y sin utilizar otros medios más que los indicados.

Las referencias e información tomadas directa o indirectamente de otras fuentes se han definido en el texto como tales y se ha dado el debido crédito a las mismas.

El autor exime a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí de las opiniones vertidas en este documento y asume la responsabilidad total del mismo.

Este documento no ha sido sometido como tesis a ninguna otra institución nacional o internacional en forma parcial o total.

Sí se autoriza a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí para que divulgue este documento de tesis para fines académicos.

Ing. Edgar Saúl Hernández Araiza

Gracias infinitas a mi madre, mi padre y mi hermano.

Agradecimientos

A mi madre, mi padre y mi hermano. Quienes me apoyaron incondicionalmente, me brindaron consejos y palabras de aliento.

A mi asesor, el doctor R. Peña. Por llevar a buen puerto el desarrollo de este trabajo.

A los doctores V. Cárdenas, H. Miranda y M. González. Por invitarme al fascinante mundo de la electrónica de potencia. Mi único conocimiento de electrónica antes de conocerlos era que el diodo solo conducía hacia un lado.

A los doctores J. Segundo, C. Núñez, y N. Visairo. Por incluirme en su grupo de trabajo, en el cual sólo conviví.

A los doctores C. Méndez y A. Morales. Por esforzarse en explicar teoría de control de la cual me gustaría seguir aprendiendo.

A los doctores que me impartieron clase. Por ser parte de mi formación.

A Astrid. La amiga que siempre está ahí, desde hace más de 15 años.

A Frank, Juan, Johann, Roberto y Sara. Amigos de la vida con los que me mantuve en contacto para saber cómo se desempeñaba nuestra vida profesional.

A Lewis, Marce, Pedro, Jesús y Colorado. Por acompañarme gratamente durante la licenciatura y apoyar mi decisión de entrar al posgrado.

A Yuniel, Rosa, Tobías, Alberto, Julio, Carlos, Juan y Quiroz. Por compartir su tiempo en explicarme conceptos totalmente nuevos para mí.

A Mejía, Toro, Noé, Josué, Ricardo y Saúl R. Realizar las actividades del posgrado en su compañía fue agradable. Siempre había risas mientras observábamos un panorama oscuro.

Resumen

El uso de fuentes de energía renovables es una tendencia que crece con el pasar del tiempo, esto debido a que se ha tomado conciencia sobre los impactos que tiene la generación convencional basada en energías fósiles en el medio ambiente y al aumento en el costo de estos.

Este trabajo de tesis se enfoca en estudiar uno de los impactos que tiene la generación eólica en las redes eléctricas, como lo es, su impacto en la respuesta inercial del sistema y en consecuencia en variaciones en la frecuencia eléctrica.

Para ello, se presenta la descripción de los conceptos técnicos asociados al estudio de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia y en particular la terminología utilizada en estudios de la respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico sujeto a perturbaciones. También, se expone el panorama general de la generación eólica en México y el Código de Red utilizado para la interconexión de energías renovables.

Posteriormente, se describen los tipos de tecnologías de generación eólica utilizados comercialmente y las ventajas que tiene el aerogenerador tipo 4, el cual es utilizado en los casos de estudio de este trabajo de investigación. Se presentan los modelos matemáticos de los principales componentes del aerogenerador tipo 4 incluyendo sus sistemas de control y sintonización. El modelo completo propuesto del aerogenerador es implementado en PSCAD y se proponen dos métodos de regulación de la frecuencia.

Finalmente, mediante simulaciones se demuestra que los métodos de regulación de frecuencia propuestos para el aerogenerador tipo 4, funcionan adecuadamente y ayudan a disminuir la frecuencia mínima (Nadir) que alcanza el sistema de prueba cuando se encuentra sujeto a una perturbación y ante una creciente penetración de energía eólica.

Índice general

Agradecimientos	XII
Resumen	XIV
Índice general	XVI
Índice de figuras	XX
Índice de tablas	XXIV
Lista de acrónimos y siglas	XXVI
1 Introducción	1
§1.1 Antecedentes	3
§1.2 Estadísticas de la generación eólica	5
§1.3 Objetivos y alcance	7
§1.3.1 Hipótesis	8
§1.3.2 Contribución	8
§1.4 Metodología	8
§1.5 Descripción de los capítulos	10
2 Control de frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia	13

§2.1 Regulación de frecuencia en un sistema de potencia	13
§2.2 Terminología	14
§2.2.1 Estabilidad	14
§2.2.2 Oscilación	15
§2.2.3 Inercia	17
§2.2.4 Respuesta en frecuencia	17
§2.2.5 Nadir de frecuencia y tasa de cambio de frecuencia	18
§2.2.6 Control primario de frecuencia	18
§2.2.7 Control secundario de frecuencia	19
§2.2.8 Control terciario de frecuencia	19
§2.3 Métodos de balance de frecuencia	20
§2.3.1 Reservas operativas no eventuales	20
§2.3.2 Reservas operativas eventuales:	21
§2.3.3 Respuesta rápida de frecuencia en generadores eólicos de velocidad variable	23
§2.4 Códigos de red	26
3 Modelado y control de un aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes	29
§3.1 Tipos de generadores eólicos	29
§3.1.1 Generador eólico tipo 1	29
§3.1.2 Generador eólico tipo 2	30
§3.1.3 Generador eólico tipo 3	31
§3.1.4 Generador eólico tipo 4	32
§3.2 Modelo del generador síncrono	33
§3.3 Modelo de la turbina	37
§3.4 Selección y modelo del convertidor	38
§3.4.1 Selección del convertidor	38
§3.4.2 Modelado del convertidor	41
§3.4.3 Validación del modelo	44

§3.5	Esquemas de control de la turbina eólica y del convertidor	48
§3.5.1	Control del ángulo de las aspas	48
§3.5.2	Control del convertidor	50
§3.6	Simulación del sistema y validación del control en PSCAD	56
4	Resultados y simulaciones	61
§4.1	Respuesta en frecuencia del aerogenerador	61
§4.1.1	Esquema de control de las aspas	61
§4.1.2	Operación reducida	62
§4.1.3	Resultados	63
§4.2	Respuesta en frecuencia, caso 1: con 100 % de generación convencional . . .	65
§4.3	Respuesta en frecuencia, caso 2: con 20 % de generación eólica	67
§4.4	Respuesta en frecuencia, caso 3: con 40 % de generación eólica	71
§4.5	Respuesta en frecuencia, caso 4: con 60 % de generación eólica	73
§4.6	Discusión de los resultados obtenidos	76
	Conclusiones	79
§	Trabajo futuro	80
	Bibliografía	81
	Apéndices	88
§A	Marco de referencia $dq0$	88
§B	Parámetros de simulación del convertidor rectificador con convertidor ele- vador e inversor	92
§C	Eigenvalores para el esquema de control de las aspas de la turbina	93
§D	Parámetros de simulación de la turbina eólica y generador síncrono	94
§E	Parámetros de simulación del convertidor rectificador con convertidor ele- vador e inversor	95

Índice de figuras

1.1	Crecimiento de la generación eólica instalada en el planeta [11].	5
1.2	Capacidad efectiva instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 [13].	6
1.3	Potencia generada durante el 2018 por tipo de tecnología [13].	6
1.4	Evolución histórica de la energía eólica [13].	7
1.5	Aerogenerador con esquemas de control convencional.	9
1.6	Aerogenerador con esquemas de control convencional y soporte de frecuencia.	9
1.7	Aerogenerador con esquemas de control convencional y soporte de frecuencia.	10
2.1	Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia [14].	15
2.2	Diagrama de la respuesta en frecuencia ante perturbaciones en la red [15].	18
2.3	Control continuo en un SEP.	19
2.4	Pronóstico de carga.	21
2.5	Reservas operativas eventuales.	22
2.6	Clasificación de reservas operativas.	23
2.7	Técnicas de respuesta rápida de frecuencia.	26
3.1	Generador eólico de velocidad fija.	30
3.2	Generador eólico de velocidad semi-variable.	31
3.3	Generador eólico de velocidad variable doblemente alimentado.	31
3.4	Generador eólico de velocidad variable.	32

3.5	Modelo del generador síncrono.	33
3.6	Modelo del generador síncrono en el marco de referencia dq	34
3.7	Esquema del modelo del eje.	36
3.8	Convertidor de 4 cuadrantes.	38
3.9	Convertidor rectificador con convertidor elevador de tres niveles e inversor.	39
3.10	Convertidor Back To Back.	40
3.11	Convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor.	40
3.12	Circuito del convertidor rectificador.	41
3.13	Circuito del convertidor elevador.	43
3.14	Circuito del convertidor inversor.	44
3.15	Corrientes en el convertidor rectificador.	45
3.16	Detalle de las corrientes en el convertidor rectificador.	45
3.17	Respuesta de las variables de estado en el convertidor elevador.	46
3.18	Detalle de la respuesta en las variables de estado en el convertidor rectificador.	46
3.19	Corrientes en el convertidor inversor.	47
3.20	Detalle de las corrientes en el convertidor inversor.	47
3.21	Esquema de control de las aspas de la turbina eólica.	48
3.22	Potencia de salida del generador síncrono.	49
3.23	Corrientes trifásicas de salida del generador síncrono.	49
3.24	Cambio del ángulo de referencia ante un cambio en el viento.	50
3.25	Esquema de control del convertidor elevador.	50
3.26	Diagrama de Bode de la función de transferencia de la corriente del inductor y la función de conmutación.	52
3.27	Diagrama de Bode de la función de transferencia de la planta incorporando la ganancia proporcional.	53
3.28	Esquema de control del convertidor conectado del lado de la red.	53
3.29	Diagrama de bloques. a) del control y la planta del inversor; b) del equiva- lente del sistema	55
3.30	Diagrama de bloques del control de voltaje en el bus de CD.	56
3.31	Potencia extraída del generador.	56

3.32 Corriente en el inductor y tensión en el capacitor de salida del convertidor elevator.	57
3.33 Corrientes a la salida del inversor en el marco de referencia dq	58
3.34 Corriente y voltaje en el punto de conexión con la red.	58
3.35 Potencia extraída del generador utilizando el convertidor.	59
3.36 Potencia inyectada a la red.	59
4.1 Diagrama de bloques del NECA.	62
4.2 Esquema para la activación del NECA.	62
4.3 Esquema de aplicación de la OR.	63
4.4 Respuesta en frecuencia del sistema red-generador-carga.	64
4.5 Caso de estudio con 100 % de generación convencional.	65
4.6 Generador con turbina hidráulica y excitador.	66
4.7 Respuesta en frecuencia con 100 % de generación convencional.	67
4.8 Caso de estudio con 20 % de generación eólica.	68
4.9 Modelo y control del aerogenerador tipo 4 implementado en PSCAD.	68
4.10 Respuesta en frecuencia con 20 % de generación convencional sin soporte de frecuencia.	69
4.11 Respuesta en frecuencia con 20 % de generación eólica utilizando el NECA.	70
4.12 Respuesta en frecuencia con 20 % de generación eólica con OR.	70
4.13 Caso de estudio con 40 % de generación eólica.	71
4.14 Respuesta en frecuencia con 40 % de generación eólica sin soporte de fre- cuencia.	72
4.15 Respuesta en frecuencia con 40 % de generación eólica utilizando el NECA.	72
4.16 Respuesta en frecuencia con 40 % de generación eólica con OR.	73
4.17 Caso de estudio con 60 % de generación eólica.	74
4.18 Respuesta en frecuencia con 60 % de generación eólica sin soporte de fre- cuencia.	75
4.19 Respuesta en frecuencia con 60 % de generación eólica utilizando el NECA.	75
4.20 Respuesta en frecuencia con 60 % de generación eólica con OR.	76

Índice de tablas

2.1	Reservas de planeación y reserva operativa para el SEN [23].	28
4.1	Frecuencia de Nadir en los cuatro casos de estudio.	76
4.2	Disminución en la frecuencia de Nadir.	77
4.3	Aporte en la frecuencia de cada método de soporte.	77
4.4	ROCOF presentado en los cuatro casos de estudio.	78
B. 1	Parámetros de simulación.	92
C. 1	Eigenvalores para el esquema de control de las aspas de la turbina.	93
D. 1	Parámetros de simulación de la turbina y generador.	94
E. 1	Parámetros de simulación.	95

Lista de acrónimos y siglas

CA	Corriente alterna.
CD	Corriente directa.
SEP	Sistemas eléctricos de potencia.
RNT	Red nacional de transmisión.
RGD	Redes generales de distribución.
LFC	Control de carga-frecuencia.
AGC	Control automático.
FN	Frecuencia de Nadir.
ROCOF	Tasa de cambio de frecuencia.
ECA	Error de control de área.
RFF	Respuesta rápida de frecuencia.
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia.
MPP	Máximo punto de potencia.
RIC	Respuesta de inercia controlada.
BESS	Sistema de almacenamiento de energía basado en baterías.
SC-ESS	Sistema de almacenamiento de energía basado en supercondensadores.
GEVV	Generadores eólicos de velocidad variable.
CRN	Código de red nacional.

SEN	Sistema eléctrico nacional.
CENACE	Centro nacional de control energía.
SCIG	Generador de inducción jaula de ardilla.
WRIG	Generador de inducción de rotor devanado.
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado.
PMSG	Generador síncrono de imanes permanentes.
WRSG	Generador síncrono de rotor devanado.
IGCT	Tiristores controlados por puerta integrada.
PLL	Lazo de seguimiento de fase.
NECA	Nuevo esquema de control de las aspas.
OR	Operación reducida.

Capítulo 1

Introducción

Las fuentes de energía renovables han empezado a ser atractivas en los últimos 30 años debido al incremento del costo, limitadas reservas y un impacto ambiental negativo de los combustibles fósiles. Durante este tiempo, los avances tecnológicos, la reducción de costos en la tecnología e iniciativas gubernamentales han hecho que las fuentes renovables de energía sean más competitivas en el mercado. Dentro de ellas, la energía eólica presenta un crecimiento veloz [1].

En la literatura se pueden encontrar múltiples esfuerzos de investigación enfocados en mostrar los retos de incrementar el uso de la energía eólica. A continuación, se muestra una lista de ventajas y desventajas [2].

Ventajas

- Los sistemas de generación eólica funcionan debido al flujo natural del viento, por lo que se consideran como una fuente de energía limpia. La energía eólica no contamina el aire como lo hacen las plantas que utilizan combustibles fósiles como el carbón o el gas natural. Las turbinas no producen emisiones a la atmósfera que causan lluvia ácida o gases de efecto invernadero.
- La energía eólica está disponible como fuente de energía doméstica en muchos países del mundo y no confinado a unos pocos países como en el caso de las petroleras.
- La energía eólica es una de las energías renovables más baratas disponibles actualmente.

- Las turbinas eólicas también pueden ser construidas en zonas rurales beneficiándose de un mejor flujo de aire. Gente que trabaja en zonas rurales puede ser favorecida al generar contratos de usos de tierra para plantas de generación eólica.

Desventajas

- Dependiendo de los perfiles de viento en las regiones, las plantas de generación eólica pueden no tener costos competitivos en comparación con las plantas basadas en combustibles fósiles. Incluso con la caída de los costos de la energía eólica en los últimos diez años, esta tecnología requiere una alta inversión inicial en comparación con los combustibles fósiles.
- El mayor reto al utilizar el viento como fuente de energía es que es intermitente y no siempre fluye cuando la energía eléctrica se necesita. En países desarrollados existen costos extras al conectar plantas de generación eólicas a la red eléctrica de suministro.
- El desarrollo de los recursos eólicos puede competir con otros usos de la tierra y aquellos usos alternativos pueden ser más valorados que la generación de electricidad.
- Aunque las plantas de energía eólica tienen relativamente poco impacto en el medio ambiente en comparación con otras plantas de energía convencionales, existe cierta preocupación sobre el ruido producido por las palas del rotor e impactos estéticos (visuales). La mayoría de estos problemas se han resuelto o reducido en gran medida mediante el desarrollo tecnológico o mediante la ubicación adecuada de las plantas eólicas.

Actualmente, se desarrollan técnicas que permiten la inclusión de aerogeneradores en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) utilizando disciplinas de electrónica de potencia, control automático, análisis de sistemas de potencia, entre otras.

1.1. Antecedentes

La utilización de turbinas eólicas ha tenido una historia singular dentro de los motores primitivos. Los molinos de viento tuvieron su apogeo, junto con la “rueda de agua”, durante los siglos XVII y XVIII, siendo desplazados en siglos posteriores por mecanismos de combustión más compactos y adaptables a múltiples propósitos. Sin embargo, los molinos de viento persistieron a lo largo de la revolución industrial, siendo continuamente utilizados a principios del siglo XX por países con extensos territorios, mientras que en las regiones industrializadas del mundo empezaron a caer en desuso durante el último tercio del siglo XX. Las máquinas eólicas volvieron a tener auge debido a la emergencia de dos tecnologías: la rápida distribución de la electricidad, como un transductor versátil de energía, y la maduración de la ingeniería aerodinámica desde los años ochenta [3].

Desde mediados del siglo XX se tienen reportados artículos científicos que contemplan el uso de la energía eólica y muestran las principales necesidades a resolver. Los antecedentes más sobresalientes de estos últimos sesenta años se presentan a continuación.

En [4] se reporta que desde la segunda guerra mundial y hasta el año de 1955, entre 30 a 40 países contemplaban la posibilidad de implementar energía eólica y en algunos casos llegaron a establecer oficialmente comités para encabezar investigaciones en esta tecnología. Esto se atribuye al incremento del costo de la generación por medio de combustibles fósiles y la velocidad con lo que estos recursos son agotados mundialmente.

En la referencia [5] se reporta la intención de la NASA en estudiar estaciones de generación eólica con capacidades de entre 1,000 kW a 10,000 kW, con experimentos con sistemas de 100 kW para 1975. También se muestra el uso de convertidores de electrónica de potencia para acondicionar la energía con generadores de velocidad variable.

Para la década de 1990 se observa el auge de la utilización de energía eólica, por ejemplo, en la referencia [6] se muestra ya una clasificación de aerogeneradores en función de las características operativas, así como los convertidores de electrónica de potencia utilizados para cada tipo, los cuales son:

- Generador eólico de velocidad constante con frecuencia constante.
- Generador eólico de velocidad variable con frecuencia constante.

- Generador eólico de velocidad variable con frecuencia variable.

Para el año 2005 se empieza a observar las diferentes opciones que se tienen en el modelado y control de turbinas eólicas como se reporta en el artículo [7], el cual trata con el término de respuesta en frecuencia de turbinas eólicas basadas en máquinas de inducción y describe un modelo con control de campo orientado para un generador de inducción doblemente alimentado implementado en un marco de referencia dq .

Al inicio de segunda década del siglo XXI se observa el interés por cubrir la respuesta inercial de aerogeneradores, por ejemplo, en la referencia [8] se muestra que aerogeneradores equipados con un adecuado sistema de control pueden proveer respuesta en frecuencia similar a las plantas de generación convencional manteniendo la estabilidad en frecuencia, incluso en integración eólica a gran escala.

Para el año 2019 existen ya diversas alternativas para dar soporte en frecuencia, incluso mejorando algunas ya existentes como se muestra en la referencia [9], la cual expone un método que utiliza un esquema reportado en la literatura como método basado en el par límite, pero modificándolo y considerando una tasa de cambio rampa finita para potencia inercial de la turbina de velocidad variable.

A finales del año 2019 se muestra ya la simulación de generadores eólicos interconectados, basta con ver la referencia [10] que describe las características de potencia activa y control de frecuencia de sistemas con penetración de entre 5% y 50% de generación eólica incluyendo modulación de potencia de reserva, modulación inercial de frecuencia y la combinación de frecuencia con respuesta inercial.

1.2. Estadísticas de la generación eólica

En 2019 se observó un crecimiento en la capacidad instalada en el planeta superando los 60 GW, esto representa un crecimiento del 19% mayor con respecto al año 2018, llegando a una capacidad total instalada de 650 GW [11].

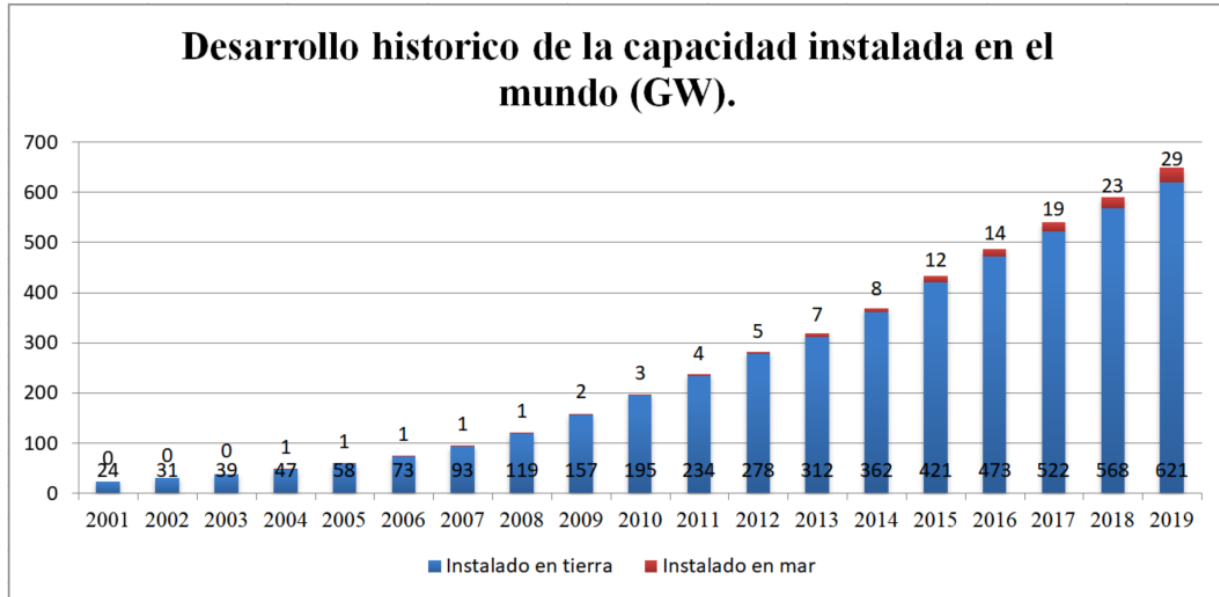


Figura 1.1: Crecimiento de la generación eólica instalada en el planeta [11].

En México existe un gran auge en la utilización de diversas tecnologías de generación de energía eléctrica. Basta referirse al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y Redes Generales de Distribución (RGD) 2019-2033 [12], para observar la capacidad efectiva instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018, además de la potencia generada en el mismo año.

En la Figura 1.2 se observa que la generación eolieléctrica ocupa el quinto lugar en la capacidad efectiva instalada en México contribuyendo con 6.8 %, sólo detrás de tecnologías como ciclo combinado (36.5 %), térmica convencional (17.0 %), hidroeléctrica (18.0 %) y carboeléctrica (7.7 %). Por otro lado, en la Figura 1.3 se aprecia que la energía eólica contribuyó con 3.9 % del total de energía producida en 2018 con 317,278 GWh [13].

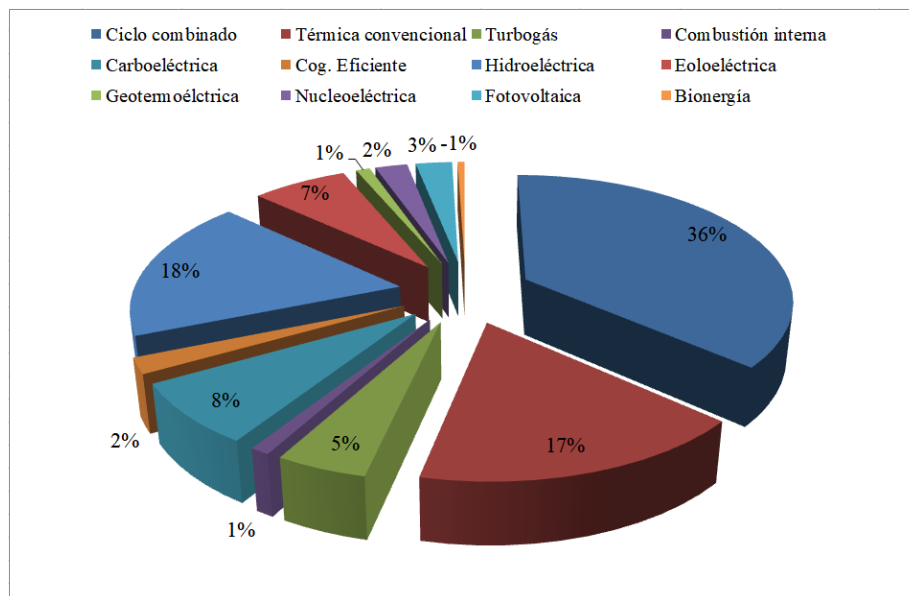


Figura 1.2: Capacidad efectiva instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 [13].

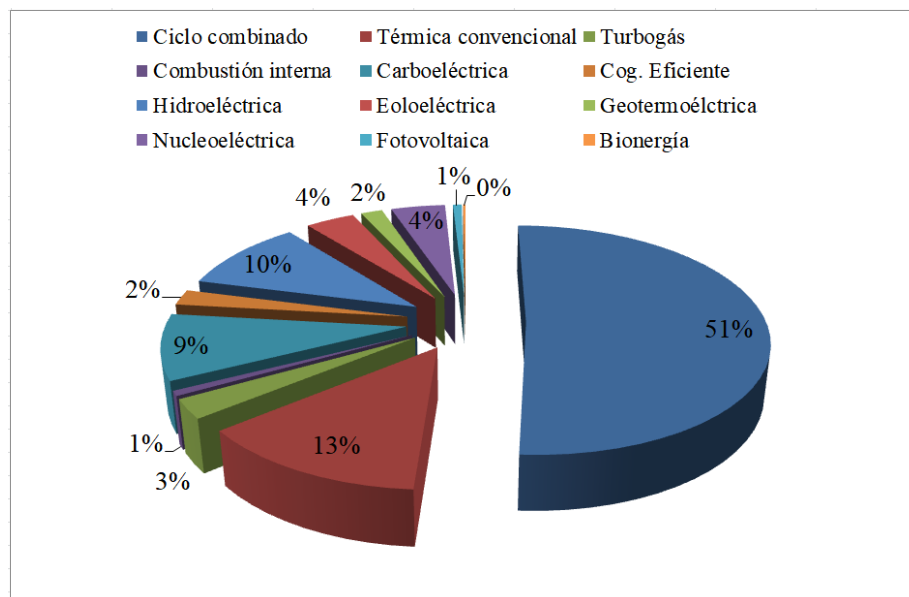


Figura 1.3: Potencia generada durante el 2018 por tipo de tecnología [13].

En el caso específico de la energía eólica, en la Figura 1.4 se muestra el crecimiento obtenido al término del primer semestre de 2018, donde la capacidad instalada en parques eólicos alcanzó los 4,367.34 MW, 10.78 % más a lo observado en el primer trimestre de

2017. También se menciona en [13], que durante los últimos 6 años se construyó el 98 % de la capacidad instalada en el país y esto representa el 5.74 % de la capacidad total de México.

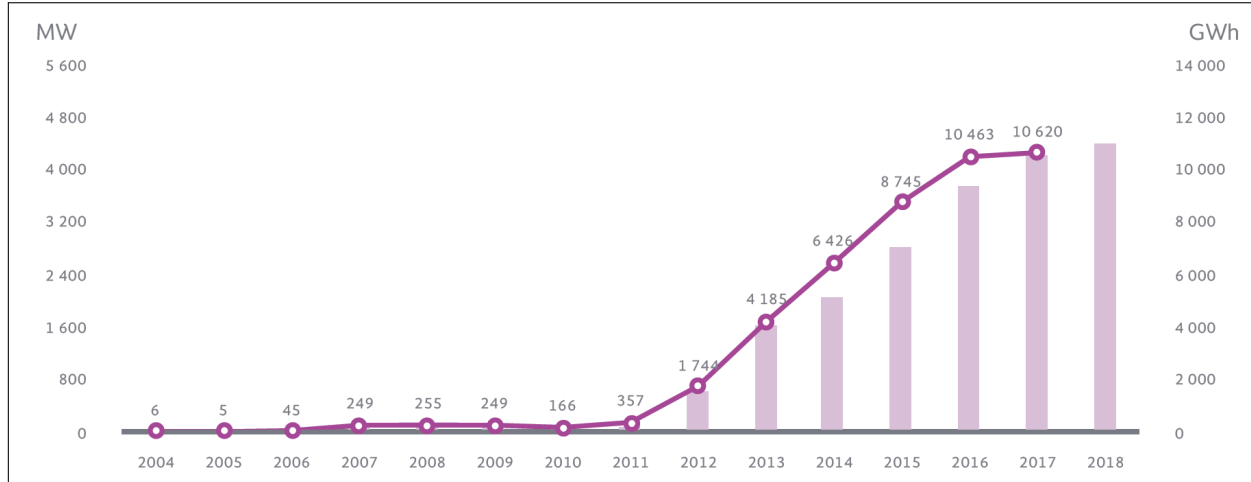


Figura 1.4: Evolución histórica de la energía eólica [13].

1.3. Objetivos y alcance

El objetivo general de esta investigación es analizar la respuesta inercial de un aerogenerador tipo 4 y estudiar las técnicas de soporte de frecuencia de sistemas de generación eólico en un Sistema Eléctrico de Potencia mediante aplicación de inercias virtuales, potencia de reserva, controladores y su acción en los convertidores. Del objetivo general se desprenden los siguientes objetivos particulares:

- Modelar el sistema de generación basado en energía renovable.
- Estudiar las técnicas comúnmente utilizadas para soporte de frecuencia y utilizar la que mejor se adapte al sistema bajo estudio.
- Desarrollar una técnica de control que ayude a proveer soporte de frecuencia al SEP y maximice a su vez la extracción de potencia del recurso renovable.
- Comprobar mediante simulación en el dominio del tiempo que la técnica de soporte de frecuencia propuesta ayuda en la estabilidad de frecuencia del SEP.

El alcance de este trabajo es crear un sistema de prueba en la plataforma de simulación profesional PSCAD para validar la técnica de soporte de frecuencia propuesta, cuando el sistema se encuentra sujeto a perturbaciones.

1.3.1. Hipótesis

El utilizar lazos de control externos en el convertidor de electrónica de potencia y aspas de un aerogenerador de tipo 4 permite controlar la extracción de potencia activa, para obtener un soporte de frecuencia en el SEP ante excesos de generación o pérdidas excesivas de carga.

1.3.2. Contribución

Desarrollar un modelo completo de un aerogenerador del tipo 4 que contenga técnicas de soporte inercial hacia la red, esto mediante la utilización de técnicas de control y electrónica de potencia.

1.4. Metodología

El fundamento experimental de esta investigación radica en el estudio de diversos casos, la primera etapa consiste en la comparación que se tiene al probar por simulación un aerogenerador sin soporte en frecuencia (ver Figura 1.5) y después ver la respuesta en frecuencia de un aerogenerador que tenga un sistema de control que aporte potencia activa para proveer dicho soporte como se muestra en la Figura 1.6.

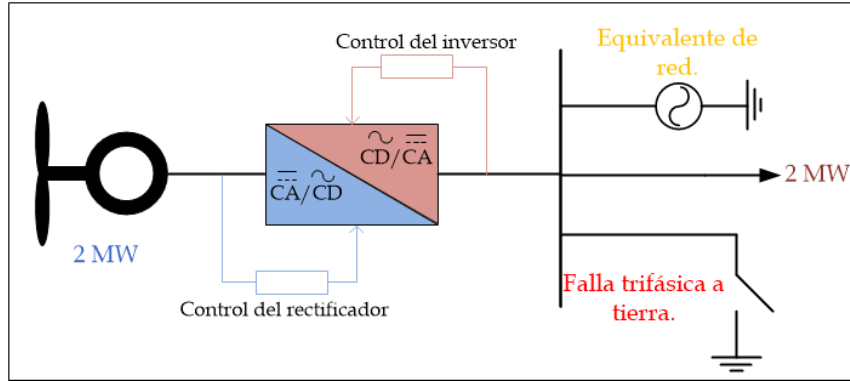


Figura 1.5: Aerogenerador con esquemas de control convencional.

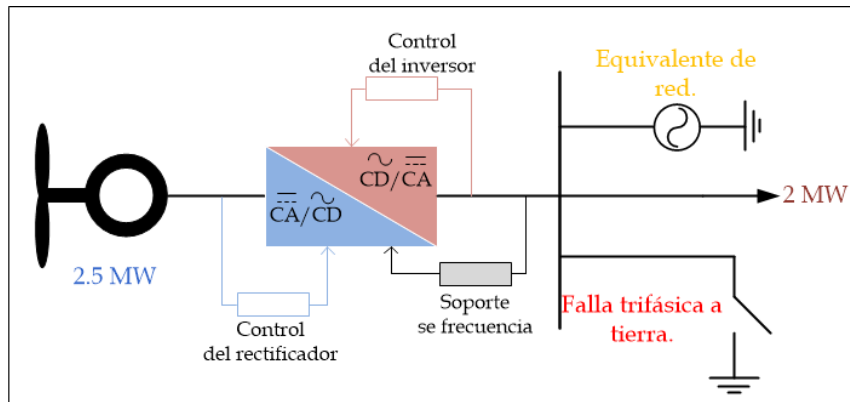


Figura 1.6: Aerogenerador con esquemas de control convencional y soporte de frecuencia.

Una vez obtenidos estos resultados se probarán los esquemas de control con soporte de frecuencia en un sistema con diferentes niveles de penetración eólica desde $n = 1, 2, 3$ generadores observando su repuesta en frecuencia en diversos nodos del sistema ante una perturbación en la red como se muestra en la Figura 1.7.

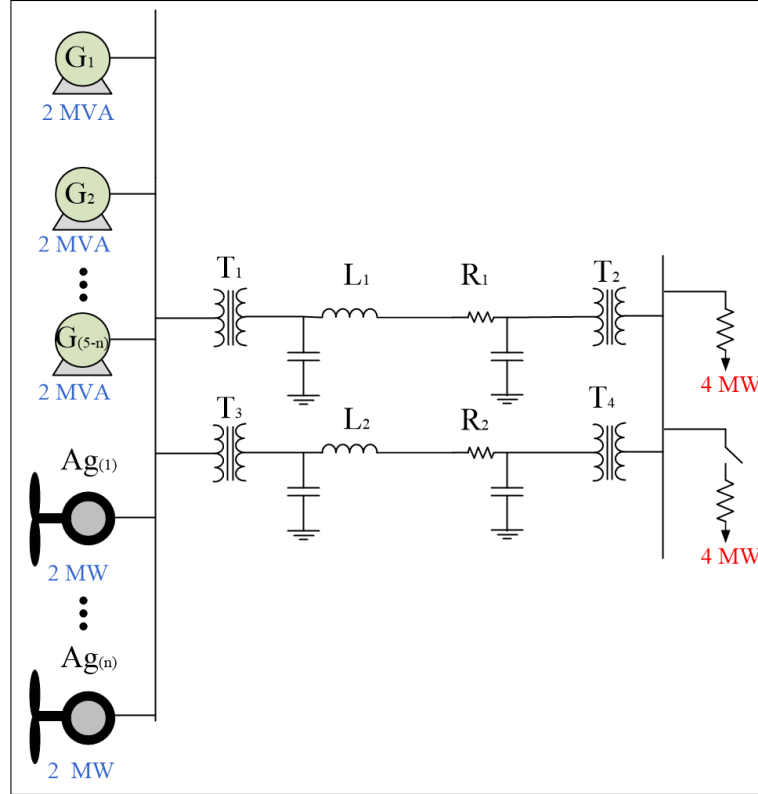


Figura 1.7: Aerogenerador con esquemas de control convencional y soporte de frecuencia.

Con los resultados obtenidos se tendrán las bases para proporcionar una conclusión del efecto que tienen los esquemas de control de manera independiente y desde el punto de vista de un sistema de potencia.

1.5. Descripción de los capítulos

- [Capítulo 2: Control de frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia.](#)

En este capítulo se presentan las definiciones utilizadas en los sistemas de potencia describiendo los términos de balance de frecuencia, potencia de reserva, estabilidad de frecuencia y la normativa local aplicable.

- [Capítulo 3: Modelado y control de un aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes.](#)

En este capítulo se obtienen los modelos matemáticos de cada componente del aero-

generador tipo 4, los cuales son: la turbina, la transmisión de potencia mecánica en el eje, la máquina síncrona, el convertidor de electrónica de potencia y las líneas de transmisión. Se estudia el control comúnmente utilizado en este tipo de generadores, así como su simulación y validación en diferentes plataformas.

- [Capítulo 4: Resultados y simulaciones.](#)

En este capítulo se prueban los esquemas de control que dan soporte de frecuencia del aerogenerador. Se describen los tipos de estrategias de control para el aporte de inercia y se reporta la respuesta en un sistema más complejo, validando mediante simulación. Finalmente, se reporta la respuesta en frecuencia ante diversas perturbaciones.

Capítulo 2

Control de frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1. Regulación de frecuencia en un sistema de potencia

Para una operación satisfactoria de un SEP la potencia activa debe permanecer casi constante. El control relativamente estrecho de la frecuencia asegura una velocidad constante de los motores síncronos y de inducción. Una caída considerable de frecuencia en la red eléctrica podría resultar en altas corrientes de magnetización en motores de inducción y transformadores. El uso extensivo de la frecuencia para propósitos de temporización en sistemas de control requiere de mantenimiento preciso del tiempo síncrono, el cual es proporcional a la integral de frecuencia. La frecuencia de un sistema depende del balance de potencia activa. Como la frecuencia es un factor común en todo el sistema, un cambio en la demanda de la potencia activa en algún punto se refleja a través del sistema mediante un cambio en la frecuencia. Debido a que existen grandes cantidades de generadores otorgando potencia hacia el sistema, se deben proporcionar algunos medios para asignar el cambio de demanda al generador. Un gobernador en cada unidad de generación provee el control de velocidad primario. El control de generación y frecuencia es comúnmente llamado como control carga-frecuencia (LFC por sus siglas en inglés) [14].

2.2. Terminología

2.2.1. Estabilidad

El SEP es una importante infraestructura que provee servicios esenciales a la sociedad. Una falla en el sistema puede tener graves consecuencias en términos de costo y seguridad, por lo que el suministro estable de energía eléctrica es de suma importancia. Existen conceptos de estabilidad en diferentes ramas de la ciencia, los SEP cuentan con una definición propia, debido a que poseen una gran cantidad de variables y parámetros. Una definición ampliamente aceptada es que la estabilidad en un SEP es la capacidad que posee el sistema, dada una condición de operación inicial establecida, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables acotadas de modo que el sistema entero permanece intacto [14].

Debido al incremento de la conexión de generación eólica y solar en las últimas décadas es necesario analizar la estabilidad del SEP ante la entrada de nueva generación. La inestabilidad en el SEP puede tomar diferentes formas y puede ser provocado por un amplio rango de factores. Los análisis de estabilidad, la identificación de los factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y la creación de métodos para mantener una operación estable pueden ser clasificados tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- La magnitud de la perturbación.
- Los dispositivos, procesos y lapsos de tiempo que deben tenerse en cuenta para determinar la estabilidad.
- El método apropiado para el cálculo y predicción de estabilidad.

En la Figura 2.1 se presenta un breve esquema de clasificación de estabilidad en el SEP categorizando los conceptos mencionados anteriormente.

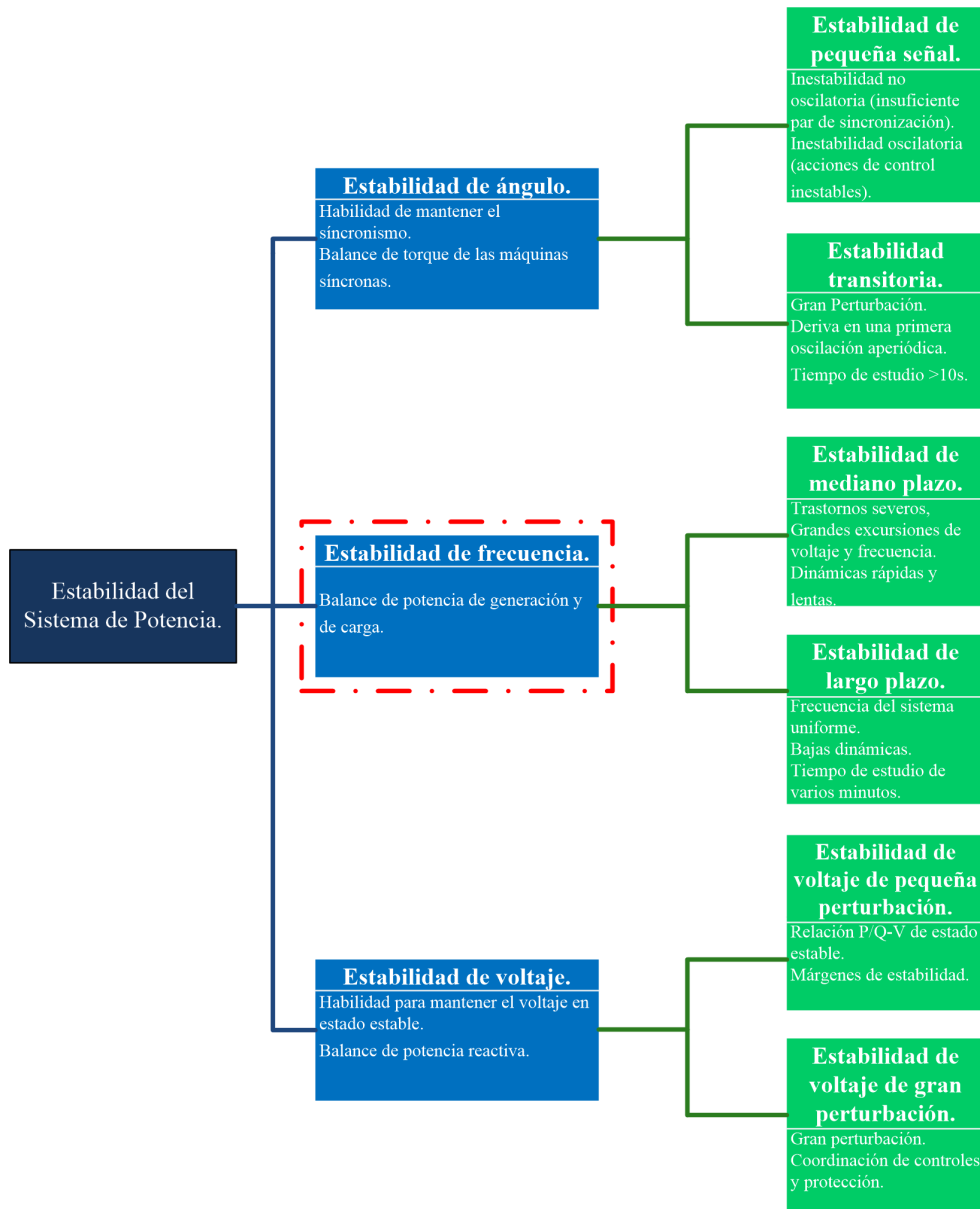


Figura 2.1: Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia [14].

2.2.2. Oscilación

Las variaciones de velocidad de generadores en el SEP son ocasionadas por cambios naturales de carga, los cuales afectan a la frecuencia del sistema. Dichas variaciones son caracterizadas en parte por oscilaciones las cuales generalmente decrecen con el tiempo, aunque en algunos casos pueden incrementar su duración y magnitud ocasionando el disparo de líneas de transmisión aislando parte del sistema.

La ecuación de oscilación linealizada de un generador está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (2.1)$$

donde Δf es la variación de frecuencia, ΔP_m es la variación de potencia mecánica, ΔP_e es la variación de potencia eléctrica y H es la constante de inercia del generador.

Despreciando el efecto de la potencia mecánica debido a que no se manifiesta en un intervalo pequeño de tiempo se obtiene la Ecuación (2.2).

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{-\Delta P_e}{2H} \quad (2.2)$$

De la Ecuación (2.2) se observa que inicialmente cada generador tendrá una aceleración diferente en función de su inercia. Sumando las contribuciones iniciales de múltiples generadores dadas por la Ecuación (2.2) se obtiene la variación de potencia general.

$$2 \sum_{i=1}^n \frac{d\Delta f_i}{dt} H_i = - \sum_{i=1}^n \Delta P_{ei} \quad (2.3)$$

Las fuerzas de sincronización tratan de lograr que todas las máquinas oscilen juntas, esto significa que las diferencias angulares entre ellas permanecen constantes o al menos dentro de una banda de tolerancia, por lo tanto, se tiene que la frecuencia y la aceleración de cada generador son muy cercanas entre sí, esto es:

$$|\Delta \delta_i - \Delta \delta_j| \leq Tolerancia$$

$$\frac{d\Delta f_1}{dt} \approx \frac{d\Delta f_2}{dt} \approx \frac{d\Delta f_n}{dt} = \frac{d\Delta \bar{f}}{dt} \quad (2.4)$$

Sustituyendo la Ecuación (2.4) en (2.3) se obtiene la aceleración media del grupo.

$$\frac{d\Delta \bar{f}}{dt} = - \frac{\Delta \bar{P}_e}{2 \sum_{i=1}^n H_i} \quad (2.5)$$

La contribución de cada generador se obtiene de las Ecuaciones (2.3) y (2.5):

$$\Delta P_i = \frac{H_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \Delta P_e \quad (2.6)$$

2.2.3. Inercia

Como se mencionó anteriormente, parte del aporte individual de la frecuencia en el sistema depende de la interacción de los generadores interconectados. Entonces la energía cinética debida a la inercia toma un papel importante en un gran sistema interconectado. La energía inercial es la energía cinética liberada inmediatamente después de un desbalance de potencia. La reacción de la respuesta inercial depende de la distancia de la perturbación, mientras que la constante de inercia individual de los generadores es el factor decisivo que determina la disminución de velocidad y por lo tanto la caída de frecuencia. La constante de inercia de un generador se calcula como:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_{base}} \quad (2.7)$$

donde, ω_{0m} es la velocidad angular nominal, J es el momento de inercia y S_{base} es la potencia aparente base. El momento de inercia se utiliza para calcular la energía cinética E_k , de una masa rotatoria a una velocidad angular ω mediante:

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.8)$$

2.2.4. Respuesta en frecuencia

Anteriormente se mencionaron los factores que intervienen durante los cambios de frecuencia en el SEP, pero también es necesario conocer como está definida la respuesta en frecuencia ante perturbaciones. Convencionalmente la respuesta en frecuencia debido a una gran perturbación se divide en regímenes de control individuales: respuesta inercial, respuesta primaria de frecuencia, respuesta secundaria de frecuencia o control automático de generación (AGC) y control terciario, como se muestra en la Figura 2.2. Esta clasificación está basada en los métodos para proveer cada servicio de regulación de frecuencia en sistemas con generadores convencionales, esto es: la inercia de los generadores síncronos para la respuesta inercial, el gobernador de la turbina para la respuesta primaria y finalmente el control de salida respondiendo a las demandas de nivel de potencia del operador del sistema para la respuesta [15].

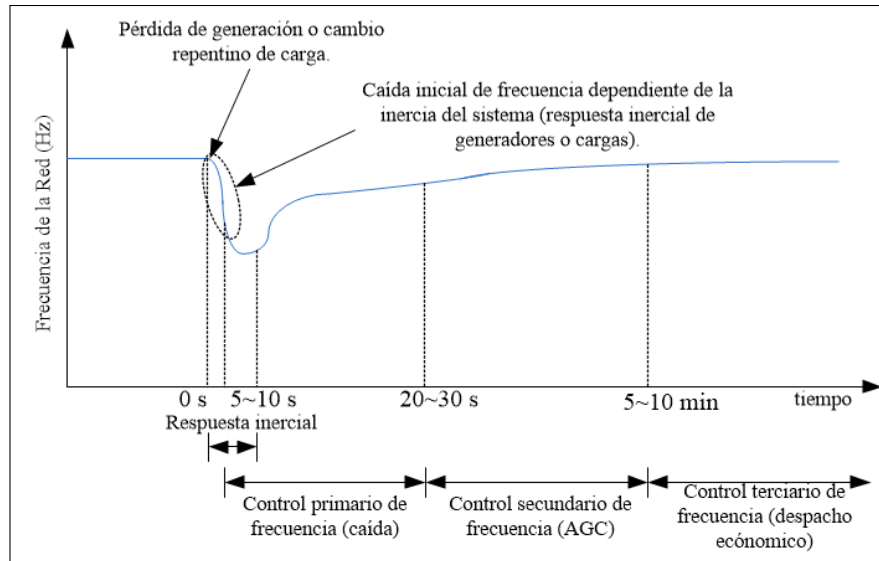


Figura 2.2: Diagrama de la respuesta en frecuencia ante perturbaciones en la red [15].

2.2.5. Nadir de frecuencia y tasa de cambio de frecuencia

La frecuencia de Nadir (FN) es una métrica que indica la mínima frecuencia que alcanzó el sistema antes de entrar el control primario de frecuencia y la velocidad con la que cae la frecuencia se denomina tasa de cambio de frecuencia o comúnmente conocido como ROCOF por sus siglas en inglés (Rate of Change of Frequency), ambos conceptos son mostrados en la Figura 2.2.

2.2.6. Control primario de frecuencia

El control primario de frecuencia es un control automático local que ajusta la generación de potencia activa en las unidades de generación y el consumo de cargas controlables para restablecer rápidamente el balance entre carga y generación, y contrarrestar las variaciones de frecuencia. La demanda participa en este control a través del efecto autorregulador de las cargas sensibles a la frecuencia, como los motores de inducción o la acción de relevadores sensibles a la frecuencia que pueden desconectar o conectar cargas a valores dados de frecuencia [16]. En particular, este control se diseña para estabilizar la frecuencia después de pérdidas de carga o grandes incrementos de generación. Todos los generadores poseen un gobernador de velocidad con este control [17].

2.2.7. Control secundario de frecuencia

El control secundario de frecuencia es un control centralizado que ajusta la producción de potencia activa de las unidades de generación para restaurar el valor de frecuencia y el intercambio de potencia con otros sistemas a sus valores objetivo después de un desequilibrio [18]. En otras palabras, mientras el control primario limita y detiene la caída inicial de frecuencia, el control secundario impulsa a la frecuencia a un valor cercano al nominal.

2.2.8. Control terciario de frecuencia

El control terciario se refiere a los cambios manuales en el despacho de unidades generadoras. Este control se utiliza para restaurar las reservas de control de frecuencia primaria y secundaria, para administrar congestiones en la red de transmisión, y para devolver la frecuencia a su valor objetivo cuando el control secundario no puede realizar esta última tarea [19]. Algunos aspectos del control terciario se relacionan con el comercio de energía.

El balance y control de frecuencia sucede en etapas utilizando los diferentes recursos mostrados en la Figura 2.3 y explicados anteriormente.



Figura 2.3: Control continuo en un SEP.

2.3. Métodos de balance de frecuencia

Durante la generación y transmisión de energía eléctrica existen diversos métodos de balance de frecuencia, los indicados como no eventuales son aquellos que están en operación constante, mientras que los eventuales son aquellos servicios que entran en operación una vez ocurrido un evento importante en el sistema. A continuación, se presenta una breve descripción de estos servicios, además de exponer ciertas opciones de balance de frecuencia al momento de integrar energía eólica.

2.3.1. Reservas operativas no eventuales

En la operación del SEP es común realizar una rutina de carga para un sólo día como se muestra en la Figura 2.4. La programación anticipada de la variación de carga incluye horarios e instrucciones para cumplir con el patrón de carga general diario. El seguimiento de carga es la acción para seguir el patrón de carga de tendencia general. Esto suele ser realizado por despacho económico y, a veces, implica el inicio y la suspensión del inicio rápido de turbinas de combustión o instalaciones hidroeléctricas. La regulación es el equilibrio de variaciones aleatorias rápidas en la carga o en generación. Esto se realiza mediante esquemas de control centralizados que envían señales de control a las unidades generadores que tienen la capacidad de ajustar rápidamente la configuración de despacho. Estas estrategias representan el equilibrio en condiciones nominales del sistema de potencia. La carga nunca es constante y, por lo tanto, cada una de estas estrategias ayuda a ajustar el balance de la carga. Además, la producción de la generación convencional también puede variar en diferentes escalas de tiempo y puede afectar aún más la generación y balance de carga. Finalmente, el pronóstico de carga nunca es 100 % exacto y cada una de estas reservas es utilizado para ayudar a mitigar los efectos de los errores de pronóstico de carga [16].

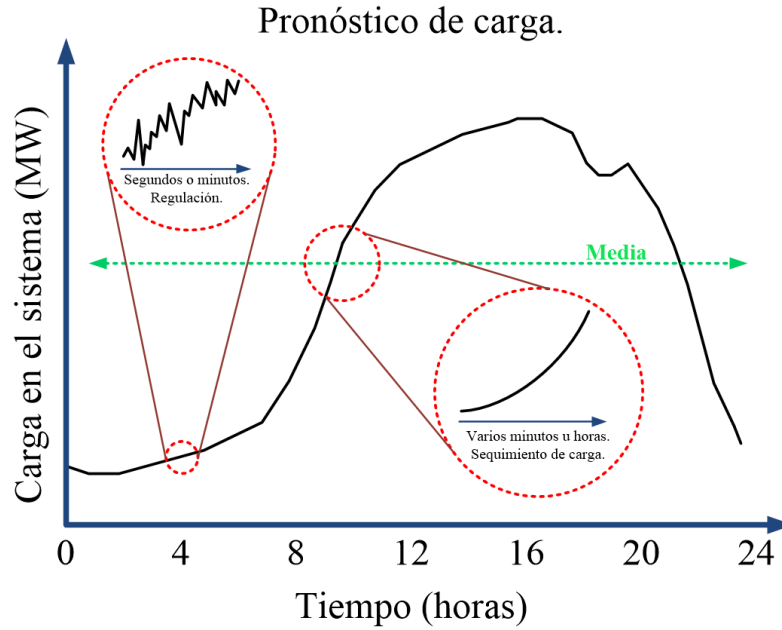


Figura 2.4: Pronóstico de carga.

2.3.2. Reservas operativas eventuales:

Las reservas operativas eventuales son aquellas reservas que son utilizadas de manera coordinada para atender una emergencia o evento significativo ocurrido en el sistema. Dichas emergencias o eventos pueden ser causados por la salida de operación de componentes del sistema, tales como líneas de transmisión o transformadores, las cuales causan relevantes cambios en el SEP. Las salidas de elementos causan una deficiencia en la generación para proveer potencia a la carga y generalmente resultarán en una disminución de frecuencia y un error de control de área (ECA) negativo. Los valores de frecuencia por debajo del valor nominal pueden llevar a una desconexión involuntaria de carga, además de causar daños a las máquinas si la frecuencia se aleja demasiado de su valor nominal. Los cortes de transmisión resultarán también en un cambio en el flujo de potencia que puede provocar sobrecargas de líneas de transmisión o voltajes alejados de sus niveles nominales. El procedimiento para controlar la posibilidad de salidas en transmisión es ejecutando flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad, lo cual asegura sin una medida correctiva, que el flujo de potencia se mantendrá en los límites apropiados.

Durante pérdidas de suministro, el suministro adicional debe responder ante la pertur-

bación de inmediato. Como se puede observar en la Figura 2.5, esto incluye una serie de diversas respuestas que varían con el tiempo y dependen de la duración de la respuesta. Inicialmente, cuando se produce la pérdida de suministro, las máquinas síncronas deben suministrar energía cinética a la red, y al hacerlo, ralentizar sus velocidades de rotación y con ello se disminuye la frecuencia eléctrica. Esta respuesta inercial que proviene de generadores síncronos y motores síncronos ayuda a reducir la disminución de frecuencia. Entre mayor inercia tenga el sistema, más lenta es la tasa de decrecimiento de la frecuencia. Durante la disminución de frecuencia, los generadores responderán de manera automática al cambio de frecuencia a través de la respuesta del gobernador. La reserva rodante que está sincronizada con la red y la reserva no rodante, la cual puede estar fuera de línea, pero se puede sincronizar rápidamente, se despliegan para llenar la necesidad de generación a partir de la pérdida y restaurar el valor de frecuencia a su nivel nominal. Por último, las reservas suplementarias se despliegan con una respuesta más lenta para permitir que las otras reservas se descarguen una vez más para que el sistema pueda volver a estar seguro para un evento posterior. Para un evento de sobre-frecuencia, aunque no suele ser común, puede ocurrir una respuesta similar, pero sería necesaria una reducción en la generación en lugar de un aumento [20].

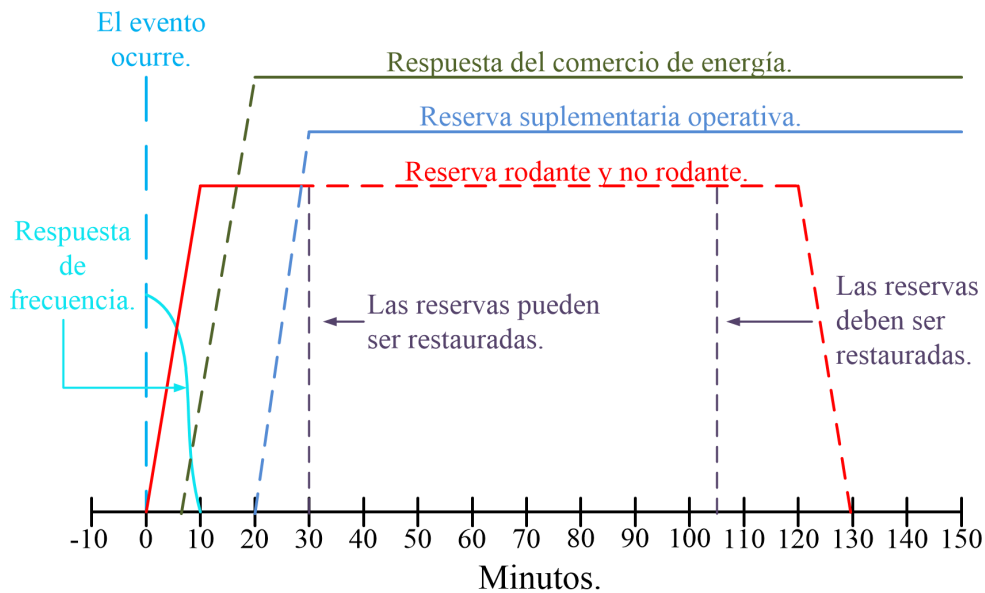


Figura 2.5: Reservas operativas eventuales.

Tanto las reservas eventuales como las no eventuales se pueden dividir basados en la velocidad de respuesta requerida. En la Figura 2.6 se muestra la clasificación de dichas reservas.

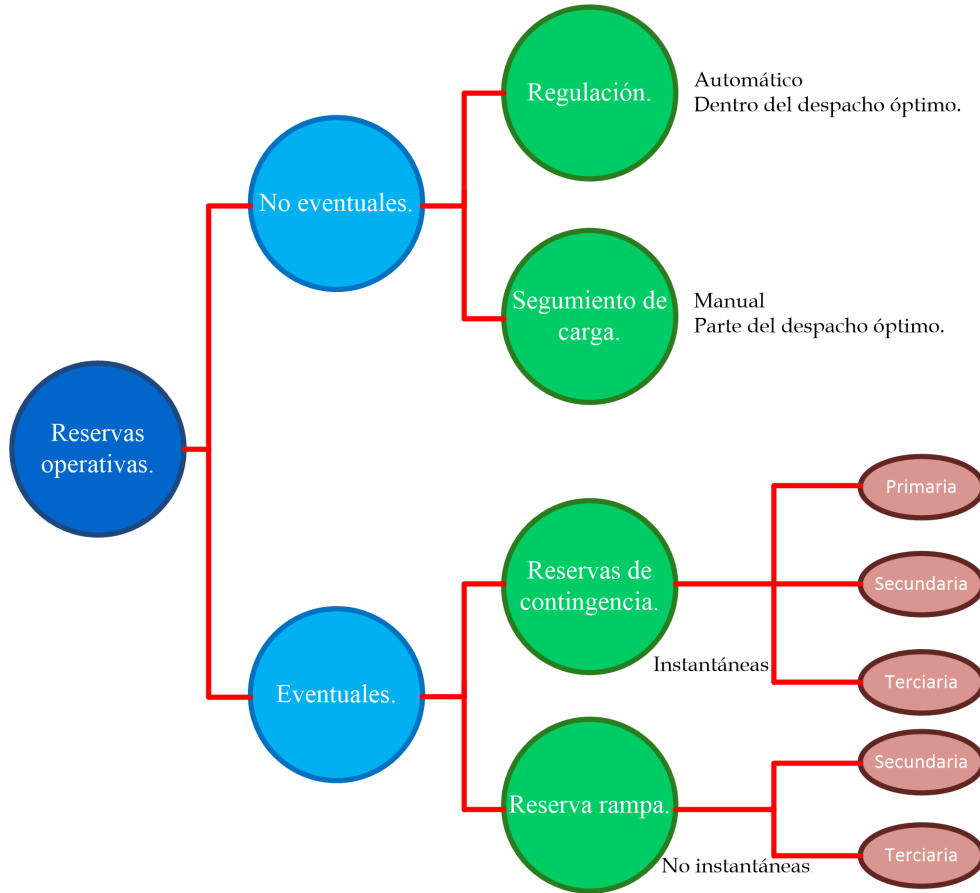


Figura 2.6: Clasificación de reservas operativas.

2.3.3. Respuesta rápida de frecuencia en generadores eólicos de velocidad variable

Las técnicas que pueden responder más rápido que las reservas primarias se denominan técnicas de respuesta rápida de frecuencia (RRF) [21]. En la Figura 2.7 se observa un mapa mental de las diferentes técnicas.

Aerogenerador:

Pitch (ángulo de las aspas): es un tipo de reducción de potencia mecánica que se puede utilizar para limitar la generación de potencia en caso de sobrefrecuencia, hacer cumplir

las restricciones de velocidad positiva o hacer cumplir un margen de capacidad por debajo de la potencia disponible para entregar este margen de potencia durante un evento de baja frecuencia.

Operación reducida: la implementación del control “Droop” crea un margen de capacidad continuo, donde la potencia dentro de este margen se puede utilizar con una relación lineal entre frecuencia y potencia de salida de la turbina. Este margen se crea por exceso de velocidad o falta de velocidad. El exceso de velocidad crea una reserva debido a que opera un porcentaje más lejos del punto de seguimiento de máxima potencia (MPPT). Este porcentaje reduce la eficiencia de la turbina, creando el espacio libre deseado. Durante un evento de baja frecuencia, la turbina se puede mover al máximo punto de transferencia de potencia (MPP), aumentando así la eficiencia y, por lo tanto, aumentando la potencia de salida para contrarrestar la baja frecuencia del sistema. El exceso de velocidad no se refiere a girar realmente más rápido que la velocidad máxima del rotor, más bien a una velocidad un poco más alta que la óptima. Lo contrario sucede ante una subida de frecuencia en el sistema, la velocidad se reduce y por lo tanto la potencia de salida es menor en el aerogenerador.

Respuesta de inercia controlada (RIC): también llamada inercia sintética, inercia virtual o emulación de inercia [22]. En el caso del aerogenerador, la inercia no es virtual ni sintética, ya que existe en la masa rotatoria, por lo cual puede emular la respuesta de un generador síncrono convencional. El principal beneficio de la RIC es que los generadores eólicos de velocidad variable operan en el MPP antes de la perturbación. Esto asegura que no haya pérdida de energía antes de que ocurra una perturbación de frecuencia.

Enlace del bus de CD: para asegurar una respuesta de frecuencia rápida, incluso cuando la velocidad del viento se encuentra por debajo de la velocidad nominal del generador, algunos autores proponen integrar almacenamiento de energía en el enlace de CD. Debido a la falta de viento, el convertidor de electrónica de potencia permite el uso de sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS) o un sistema de almacenamiento de energía basado en supercondensadores (SC-ESS) para otorgar una respuesta rápida de frecuencia. El beneficio del SC-ESS es que utiliza el convertidor ya existente, por lo que solo es necesario agregar el componente de almacenamiento para garantizar la provisión de

RFF independiente de la velocidad del viento.

Control de tensión de carga: en el caso donde los generadores eólicos de velocidad variable (GEVV) controlan el voltaje en el bus de carga, es posible utilizar la dependencia de voltaje de la carga y reducir su valor, por lo tanto, se reduce la demanda de cargas convencionales. Esto se logra regulando los GEVV para absorber la potencia reactiva.

Elementos estáticos:

Condensadores síncronos: esto surge como una solución para contribuir a la inercia del sistema junto con los generadores síncronos que estén conectados.

HVDC: pueden ser reservados para transferir potencia activa.

Volante de inercia: se comporta como la energía cinética de los GEVV o como los condensadores síncronos dependiendo del arreglo. Se dispone de un intervalo mayor de la velocidad del rotor, por lo que se puede acceder a una mayor energía cinética.

Servicios:

Respuesta de la demanda: una solución para recursos distribuidos que ayuda a mantener la frecuencia es controlando el desprendimiento de carga o el aumento de carga durante periodos cortos.

Vehículos conectados a la red: es un servicio en el que los almacenamientos de energía de los vehículos eléctricos enchufables se utilizan para el control de frecuencia, esto es utilizado en redes de baja potencia.

Almacenamiento de energía:

Hidro-bombeado: se considera que el bombeado de agua es utilizado durante horas de alta carga y puede ser utilizado durante desviaciones de frecuencia.

Baterías Li-Ion: pueden proveer el soporte de frecuencia para sistemas de potencia durante largos períodos debido a la densidad de energía.

Supercondensadores: pueden proveer potencia para el control de frecuencia por pequeños períodos.

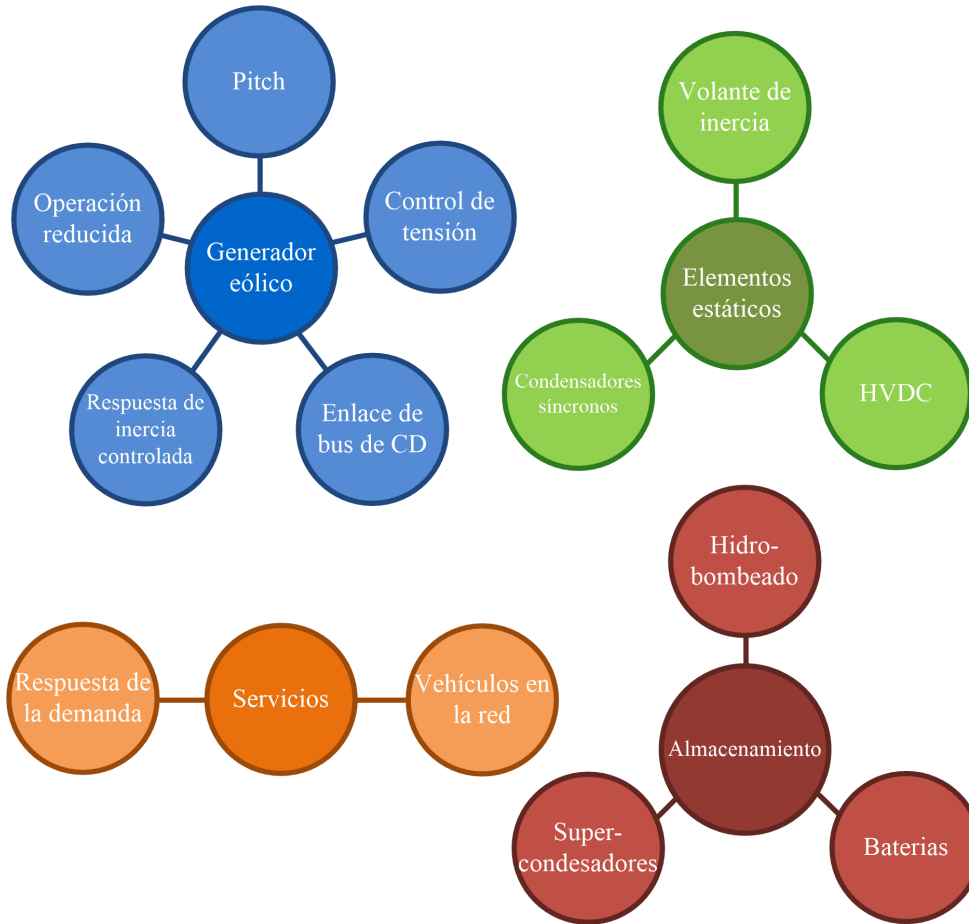


Figura 2.7: Técnicas de respuesta rápida de frecuencia.

2.4. Códigos de red

En el Código de Red Nacional (CRN), que entró en vigor el 8 de abril de 2019 en México, establece según el criterio SEA - 14, que el sistema debe operar y mantenerse en un rango de frecuencia de 59.7 a 60.3 Hz para los sistemas eléctricamente acoplados [23].

De igual manera, el CRN establece los criterios para la regulación primaria, la cual se basa en la actuación de los gobernadores de velocidad (controladores o reguladores primarios) de las Unidades de Central Eléctrica ante variaciones de frecuencia. Después de la ocurrencia de un desbalance de potencia, la acción conjunta de las Unidades de Central Eléctrica busca restablecer el balance y estabilizar la frecuencia del sistema en un valor estable. Según el criterio SEA - 24, se recomienda que se debe poner atención en la

respuesta de la regulación primaria de las Unidades de Central Eléctrica. Además, detalla que los requerimientos para garantizar la confiabilidad son:

- La característica de regulación (R) expresada en porcentaje, debe de estar en el rango de $3 \leq R \leq 7.5$.
- La mínima desviación de frecuencia necesaria para activar la regulación primaria debe estar entre 0 y ± 20 mHz, considerando la insensibilidad propia de los controladores y la precisión en la medición de frecuencia. En total se debe tener una banda muerta no intencional no superior a ± 20 mHz.
- La acción de regulación primaria debe comenzar inmediatamente al detectarse una desviación de frecuencia. Para desviaciones de frecuencia mayores a 200 mHz, el 50 % del total de la reserva de regulación primaria (reserva rodante) debe emplearse en 20 segundos como máximo y debe alcanzarse el 100 % de la actuación antes de 30 segundos.

El estado operativo normal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) establece que la frecuencia se debe mantener dentro de la banda de calidad definida entre 59.8 y 60.2 Hz.

Mientras que, en el estado operativo de alerta, todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse una contingencia, el SEN puede seguir siendo estable sin la acción de los esquemas de control suplementarios, o bien, se puede conducir al estado operativo de emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.

En el estado operativo de emergencia la ocurrencia de una contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales. Para recuperar los niveles de reserva y restablecer el SEN el estado operativo normal, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) puede implementar la adquisición de potencia a través de los protocolos de emergencia emitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En el estado operativo normal, el SEN cuenta con niveles adecuados de reserva operativa y de planeación, los cuales son mostrados en la tabla 2.1 y son necesarios para suministrar

los requerimientos coincidentes por entrada de carga súbita de considerable magnitud, más el crecimiento normal de la carga y la pérdida de la Central Eléctrica de mayor capacidad.

Tabla 2.1: Reservas de planeación y reserva operativa para el SEN [23].

Estado	Reserva operativa (RO)		Reserva de planeación (RP)		Acciones remediales
	SIN*	Otros**	SIN*	Otros**	
Normal	$\geq 6\%$	$\geq 11\%$	$\geq 13\%$	$\geq 15\%$	
Alerta	$3\% \leq RO < 6\%$	$4\% \leq RO < 11\%$	$6\% \leq RP < 13\%$	$RP < 15\%$	Adquisición de potencia por subastas de confiabilidad. Subastas de mediano y largo plazo. Adquisición de potencia por protocolo de emergencia preventivo. Modificación a los planes de mantenimiento. Instrucciones excepcionales de despacho. Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles. Modificación a instrucciones de despacho. Modificación en la asignación de Unidades de Central Eléctrica. Cambio de topología del SEN. Solicitud de conservación de energía voluntaria.
Emergencia	$RO < 3\%$	$RO < 4\%$	$RP < 6\%$	$RP < 15\%$	Adquisición de potencia por protocolo de emergencia correctivo. Desconexión de carga.
Restaurativo					Procedimientos de restablecimiento.

Donde

- *SIN: Sistema Interconectado Nacional
- **Otros: Baja California, Baja California Sur y Mulegé

Para lo anterior se define:

$$RO = RR + RNR \quad (2.9)$$

Donde RO es la Reserva Operativa, RR es la Reserva Rodante, RNR es la Reserva No Rodante.

Capítulo 3

Modelado y control de un aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes

3.1. Tipos de generadores eólicos

Comercialmente existen cuatro tipos de aerogeneradores, cada uno con limitaciones y prestaciones pertinentes a la fecha en que fueron diseñados y puestos al mercado. En esta Sección se presentan los aspectos más importantes de cada uno de ellos y se muestra el modelo matemático seleccionado para el desarrollo de este trabajo de investigación.

3.1.1. Generador eólico tipo 1

El aerogenerador tipo 1 es un generador eólico de velocidad fija basado en un generador de inducción jaula de ardilla (SCIG), el cual no utiliza un convertidor de electrónica de potencia. El generador se conecta directamente al transformador mediante un arrancador suave como se muestra en la Figura 3.1 [24]. Esta es una de las primeras configuraciones utilizadas. Para altas potencias, el SCIG tiene de 4 a 6 polos para una operación de 50 o 60 Hz. La velocidad del generador varía cerca del 1 % de la velocidad síncrona a diferentes velocidades del viento, por lo que se dice que es un generador de velocidad fija. Para

poder utilizarse a diferentes velocidades de viento generalmente se utiliza una caja de engranes. El generador SCIG inyecta potencia reactiva a la red, por lo que es necesaria la conexión de bancos de capacitores que compensen el factor de potencia. Las ventajas de esta configuración es que presenta una mayor simplicidad, bajo costo inicial y una operación confiable. Pero la baja conversión de energía, los cambios en el viento reflejados directamente en la red y el desgaste de los elementos mecánicos son factores determinantes para reducir el uso de esta tecnología [25].

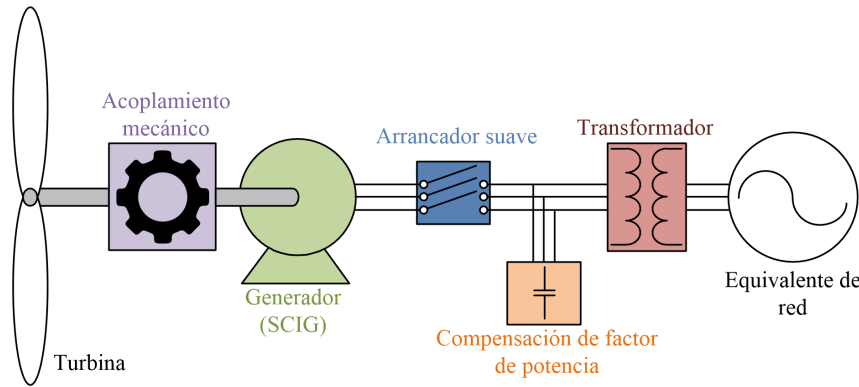


Figura 3.1: Generador eólico de velocidad fija.

3.1.2. Generador eólico tipo 2

El aerogenerador tipo 2 permite variar la velocidad del generador de inducción de rotor devanado (WRIG) al conectar su rotor con una resistencia variable. Lo anterior reduce los esfuerzos mecánicos originados por ráfagas de viento, además de aumentar el ciclo de vida del sistema. El ajuste de velocidad se encuentra alrededor del 10 % de la velocidad nominal, por lo que el sistema puede aprovechar de mejor manera la potencia del viento [26]. De igual forma, el generador eólico tipo 2 requiere de una caja de engranes, un arrancador suave y compensación de potencia reactiva, tal y como se muestra en la Figura 3.2.

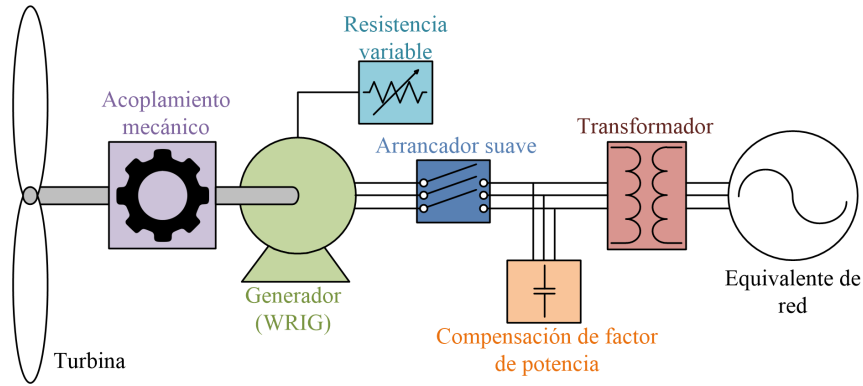


Figura 3.2: Generador eólico de velocidad semi-variable.

3.1.3. Generador eólico tipo 3

El aerogenerador tipo 3 es también de velocidad variable y utiliza un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). Como su nombre lo dice, este generador tiene conexión a la red a través del estator y del rotor. Para la conexión del rotor se utiliza un convertidor de potencia parcial para procesar la potencia de desliz, la cual es aproximadamente el 30 % de la potencia nominal. Esta configuración permite omitir el arrancador suave y la compensación de potencia reactiva utilizados en los generadores anteriores [27]. Uno de los puntos fuertes de este generador es su capacidad de mejorar la eficiencia general de conversión de energía al utilizar un algoritmo de seguimiento de máximo punto de potencia.

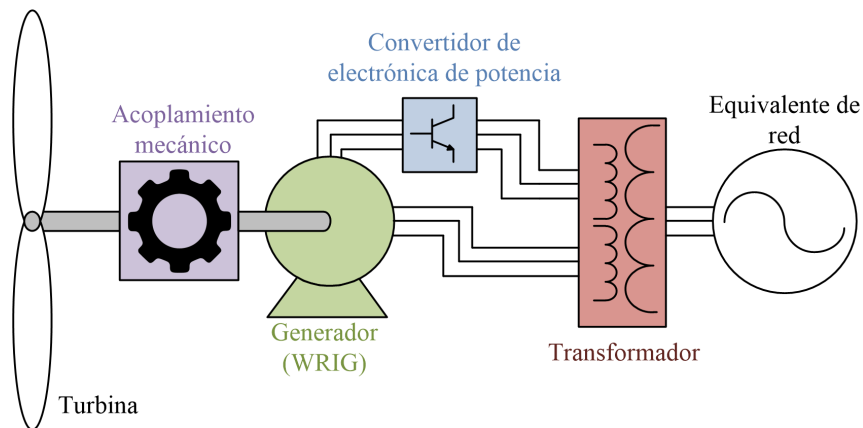


Figura 3.3: Generador eólico de velocidad variable doblemente alimentado.

3.1.4. Generador eólico tipo 4

El desempeño de los aerogeneradores anteriores puede ser mejorado utilizando un convertidor de electrónica de escala completa, como es en el caso del generador eólico tipo 4. Esta configuración permite utilizar tanto un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG), un generador síncrono de rotor devanado (WRSG) o incluso un SCIG. La potencia del convertidor debe ser igual a la del generador, por lo que la complejidad y costo del sistema incrementa. Sin embargo, el generador puede operar en un rango de velocidades de 0 % a 100 % ya que está aislado del lado de la red. Debido al control de velocidad se puede eliminar el uso de la caja de engranes. El aerogenerador de tipo 4 es la configuración más robusta contra fallas en el SEP comparados con los generadores tipo 1, 2 y 3 [28].

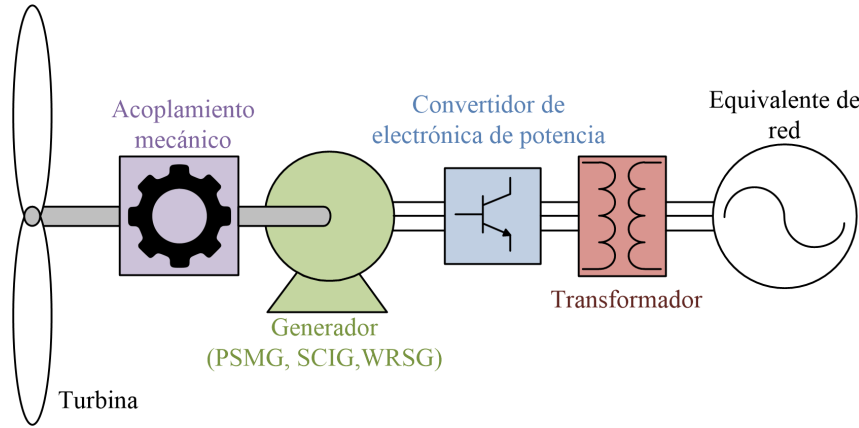


Figura 3.4: Generador eólico de velocidad variable.

Para el desarrollo de esta tesis se implementó el modelo del generador eólico de tipo 4 debido a las prestaciones que tiene, además de que es el único tipo de aerogenerador que posee un convertidor de electrónica de potencia completa, lo que permite utilizar esquemas de control que pueden aportar en la respuesta en frecuencia.

3.2. Modelo del generador síncrono

El modelo del generador síncrono consiste en un devanado conectado en estrella y un rotor con imanes permanentes. Los devanados del estator están distribuidos a 120° de forma sinusoidal, mientras que el rotor gira a una velocidad ω_r , como se muestra en la Figura 3.5. De esta manera las tensiones en el circuito, utilizando la Ley de Voltajes de Kirchhoff son [29]:

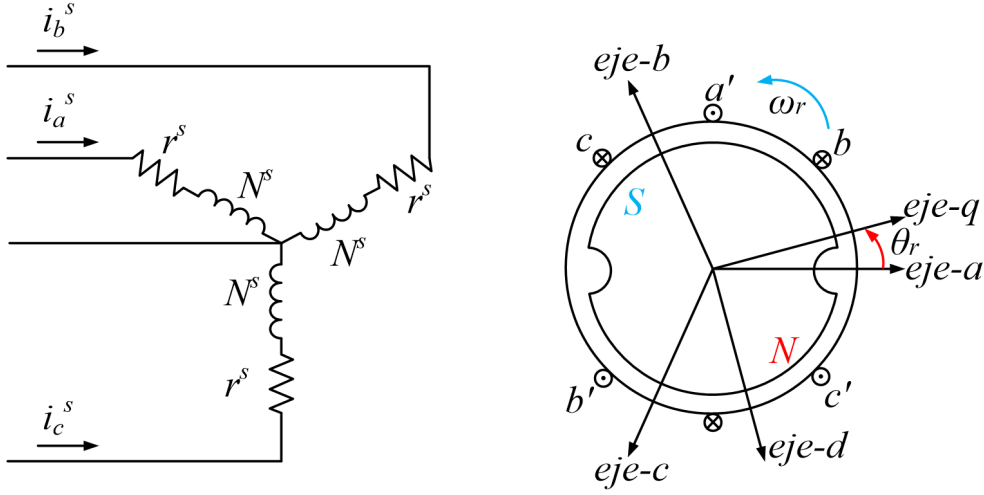


Figura 3.5: Modelo del generador síncrono.

$$\mathbf{v}_{abc}^s = \mathbf{r}^s \mathbf{i}_{abc}^s + \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \quad (3.1)$$

donde

$$\mathbf{f}_{abc}^s = [f_a^s \quad f_b^s \quad f_c^s]^T \quad (3.2)$$

$$\mathbf{r}^s = \text{diag}[r^s \quad r^s \quad r^s] \quad (3.3)$$

Siendo $\mathbf{f}_{abc}^s = \{\mathbf{v}_{abc}^s, \mathbf{i}_{abc}^s\}$ los vectores de voltajes y corrientes trifásicas en el estator, $\mathbf{r}^s$ es la matriz de resistencias del estator y λ_{abc} son los enlaces de flujo magnético, los cuales pueden ser escritos como:

$$\lambda_{abc}^s = \mathbf{L}^s \mathbf{i}_{abc}^s + \lambda'_m \quad (3.4)$$

Despreciando los términos de dispersión mutua y asumiendo que debido al imán permanente la reluctancia del rotor en el eje d es mayor que la reluctancia en el eje q [29], la matriz L^s puede ser escrita como:

$$L^s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_A + L_B \cos 2\theta_r & -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r - \frac{\pi}{3}\right) & -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r + \frac{\pi}{3}\right) \\ -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r - \frac{\pi}{3}\right) & L_{ls} + L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r + \pi\right) \\ -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r + \frac{\pi}{3}\right) & -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r + \pi\right) & L_{ls} + L_A + L_B \cos 2\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

El vector de enlaces de flujo λ'_m puede ser expresado en función de la magnitud del enlace λ'_m y su posición en el rotor puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$\lambda'_m = \lambda'_m \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin \left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Empleando un marco de referencia estacionario dq , mostrado a detalle en el Apéndice A, además de utilizar como ángulo de referencia el ángulo del rotor y modelando un par de devanados extras para simular el efecto de amortiguamiento electromagnético, el circuito estacionario del generador síncrono se puede representar como el mostrado en la Figura 3.6.

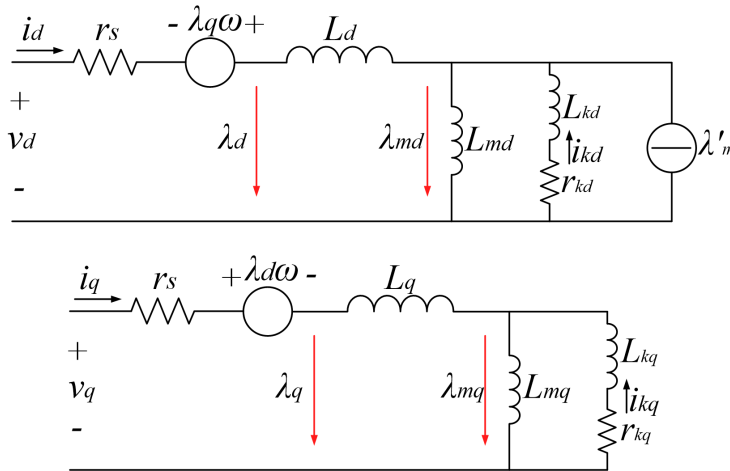


Figura 3.6: Modelo del generador síncrono en el marco de referencia dq .

Al aplicar la Ley de Voltajes de Kirchhoff en el circuito mostrado en la Figura 3.6 se

obtienen las siguientes ecuaciones:

$$v_q = r_s i_q + \frac{d\lambda_q}{dt} + \lambda_d \omega_r \quad (3.7)$$

$$v_d = r_s i_d + \frac{d\lambda_d}{dt} - \lambda_q \omega_r \quad (3.8)$$

$$0 = r_{kd} i_{kd} + \frac{d\lambda_{kd}}{dt} \quad (3.9)$$

$$0 = r_{kq} i_{kq} + \frac{d\lambda_{kq}}{dt} \quad (3.10)$$

Los enlaces de flujo están en función de las corrientes y son proporcionales a los valores de inductancias tanto mutuas como de dispersión, tal como se muestra a continuación:

$$\lambda_q = L_q i_q + L_{mq} i_{kq} \quad (3.11)$$

$$\lambda_d = L_d i_d + L_{md} i_{kd} + \lambda'_m \quad (3.12)$$

$$\lambda'_{kq} = L_{mq} i_q + L_{kq} i_{kq} \quad (3.13)$$

$$\lambda'_{kd} = L_{md} i_d + L_{kd} i_{kd} + \lambda'_m \quad (3.14)$$

Para determinar las corrientes en función de los enlaces de flujo, las Ecuaciones (3.11) a (3.14) se resuelven obteniendo como resultado el modelo siguiente:

$$i_q = -\frac{L_{kq}}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} \lambda_q + \frac{L_{mq}}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} \lambda_{kq} \quad (3.15)$$

$$i_d = -\frac{L_{kd}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \lambda_d + \frac{L_{md}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \lambda_{kd} + \frac{L_{kd} - L_{md}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \lambda'_m \quad (3.16)$$

$$i_{kq} = \frac{L_{mq}}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} \lambda_q - \frac{L_q}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} \lambda_{kq} \quad (3.17)$$

$$i_{kd} = \frac{L_{md}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \lambda_d - \frac{L_d}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \lambda_{kd} + \frac{L_d - L_{md}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \lambda'_m \quad (3.18)$$

Sustituyendo las corrientes obtenidas en las Ecuaciones (3.15) a (3.17) en el modelo mostrado en las Ecuaciones (3.7) a (3.10) se obtiene el modelo dinámico de los enlaces de

flujo del generador síncrono:

$$\begin{bmatrix} \dot{\lambda}_q \\ \dot{\lambda}_d \\ \dot{\lambda}_{kq} \\ \dot{\lambda}_{kd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{L_{kq}r_s}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} & -\omega_r & -\frac{L_{mq}r_s}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} & 0 \\ \omega_r & \frac{L_{kd}r_s}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} & 0 & -\frac{L_{md}r_s}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \\ -\frac{L_{mq}r_{kq}}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} & 0 & \frac{L_qr_{kd}}{L_{mq}^2 - L_{kq}L_q} & 0 \\ 0 & \frac{L_{md}r_{kd}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} & 0 & -\frac{L_{md}r_{kd}}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_d \\ \lambda_{kq} \\ \lambda_{kd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{(L_{kd} - L_{md})r_s}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \\ 0 \\ \frac{(L_d - L_{md})r_s}{L_{md}^2 - L_{kd}L_d} \end{bmatrix} \lambda'_m + \begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Por otro lado, el par eléctrico desarrollado por la máquina T_e y la potencia eléctrica del generador P_g son obtenidas de las siguientes expresiones [29]:

$$T_e = \frac{3p(i_q\lambda_d - i_d\lambda_q)}{4} \quad (3.20)$$

$$P_g = T_e\omega_m \quad (3.21)$$

donde p es el número de polos.

El mecanismo de transmisión de potencia mecánica seleccionado es el modelo de una masa cuyo diagrama se muestra en la Figura 3.7.

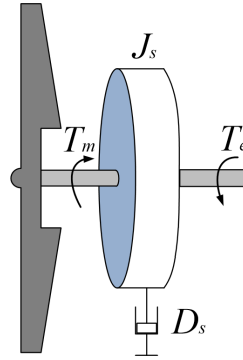


Figura 3.7: Esquema del modelo del eje.

La ecuación diferencial que modela el eje de transmisión es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{p}{2J_m} (T_e - T_f - D_s\omega_m - T_m) \quad (3.22)$$

donde T_f es el par ocasionado por la fricción, D_s es el coeficiente de amortiguamiento, T_m es el par mecánico obtenido de la turbina, ω_m es la velocidad mecánica y J_m es el momento

de inercia.

El par mecánico de la turbina expresado en por unidad (p.u.) se obtiene con la potencia que genera, esto es:

$$T_w = \frac{P_w}{\frac{\omega_m}{\omega_b}} \quad (3.23)$$

Para obtener el valor real del par mecánico se realiza el producto del par desarrollado por la turbina por el par base, como se muestra en la Ecuación (3.24).

$$T_m = -T_w \frac{pS_b}{2\omega_b} \quad (3.24)$$

donde ω_b es la velocidad base, P_w es la potencia generada por la turbina y S_b es la potencia aparente base.

3.3. Modelo de la turbina

La turbina eólica convierte la potencia del viento a potencia mecánica y puede expresarse en por unidad como:

$$P_w = \left(\frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v_w^3 \right) / S_b \quad (3.25)$$

donde ρ es la densidad del aire, v_w es la velocidad del viento, A es el área del rotor, S_b es la potencia base, $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia de la turbina en función de la relación de velocidad λ y el ángulo de ataque de las aspas de la turbina β .

La ecuación que describe el coeficiente de potencia depende del modelo de la turbina, información que es dada por el fabricante. Para el modelo de la turbina utilizado en el desarrollo de esta tesis el coeficiente de potencia se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$C_p = \frac{1}{2} \left(\lambda - 5.6 - \frac{\beta^2}{45} \right) e^{\frac{-\lambda}{6}} \quad (3.26)$$

La relación de velocidad λ considera la velocidad lineal del viento v_w y la velocidad angular de la turbina (w_H) mediante la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{2.237v_w}{\omega_H} \quad (3.27)$$

3.4. Selección y modelo del convertidor

3.4.1. Selección del convertidor

La selección del convertidor se realizó mediante la revisión del estado del arte de convertidores utilizados en aerogeneradores de velocidad variable tipo 4.

Este tipo de generadores utilizan un convertidor CA/CD-CD/CA que permite la operación física sobre un amplio rango de velocidades. El convertidor del lado del generador rectifica la potencia de frecuencia variable generada por la máquina, mientras que el convertidor del lado de la red se encarga de inyectar la potencia acondicionada hacia la red [31].

Convertidor de cuatro cuadrantes:

Está compuesto de 2 convertidores conectados por un enlace de CD y una red de filtro, como se muestra en la Figura 3.8. El convertidor es utilizado en media tensión, con bajo nivel de armónicos de corriente, compensación de potencia reactiva y limitación de tensión a velocidad elevada. Se utiliza en generadores del tipo DFIG, PMSG y WRSG [32].

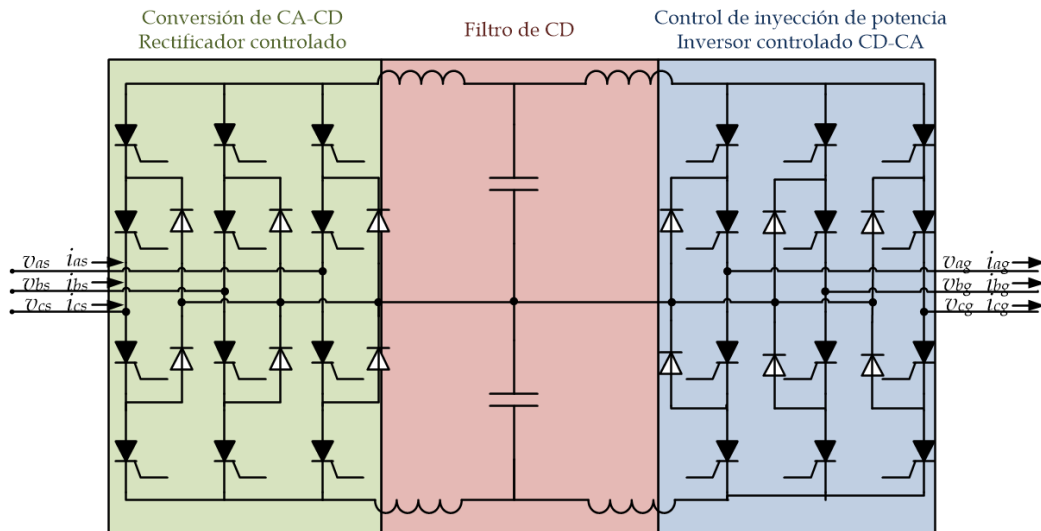


Figura 3.8: Convertidor de 4 cuadrantes.

Convertidor rectificador con convertidor elevador de tres niveles e inversor:

Dicha configuración, mostrada en la Figura 3.9, permite mejorar la calidad de la energía. Los voltajes en los diodos y en los tiristores controlados por puerta integrada (IGCT) se reducen a la mitad del bus de CD, permite controlar el balance de tensión en los condensadores, además presenta menores pérdidas de conmutación y de recuperación inversa [33].

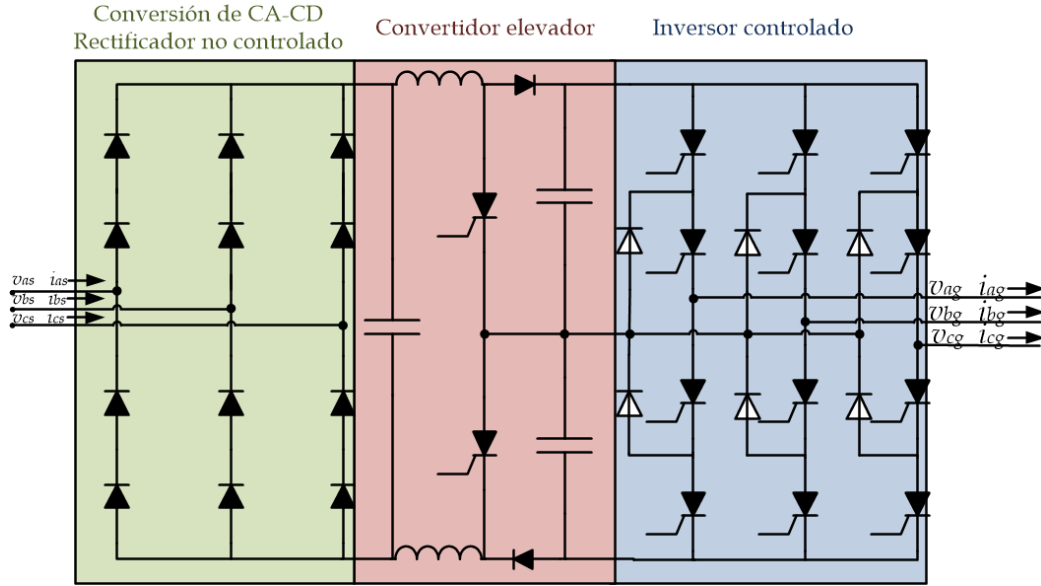


Figura 3.9: Convertidor rectificador con convertidor elevador de tres niveles e inversor.

Back To Back:

Es una topología frecuentemente utilizada en los sistemas eólicos. Este convertidor tiene altas pérdidas por conmutación y baja eficiencia a potencias cercanas a los MW o tensiones cercanas a los MV. Las dos etapas de voltaje, mostradas en la Figura 3.10, introducen relativo estrés (grandes dv/dt) en el generador y transformador. Utiliza filtros robustos para limitar el gradiente de tensión y reducir la distorsión armónica [34].

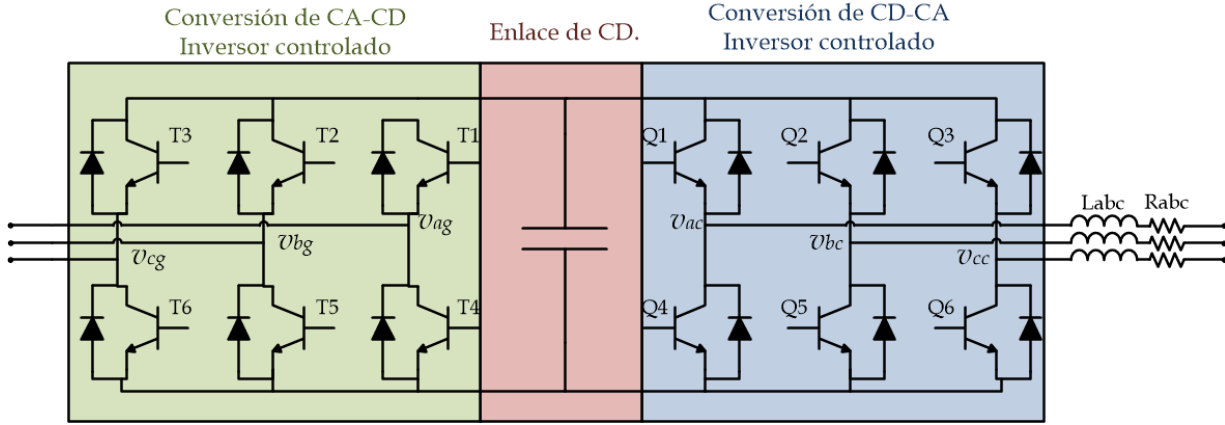


Figura 3.10: Convertidor Back To Back.

Convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor:

Este convertidor, como se observa en la Figura 3.11, tiene a la salida del rectificador acoplado un convertidor elevador que reduce el costo del sistema debido a que posee una menor cantidad de dispositivos controlados. Es capaz de mantener una tensión constante a la entrada del convertidor del lado de la red. Posee tres principales variables de control, el voltaje del bus de CD, la potencia activa del generador y la potencia reactiva en la red. La potencia típica utilizada en estos convertidores ronda los 0.75-3.0 MW, tiene una confiabilidad alta con bajo costo. La frecuencia de conmutación reportada en [35] y [36] es de 1 kHz para una potencia de 315 kW y 3 MW, respectivamente.

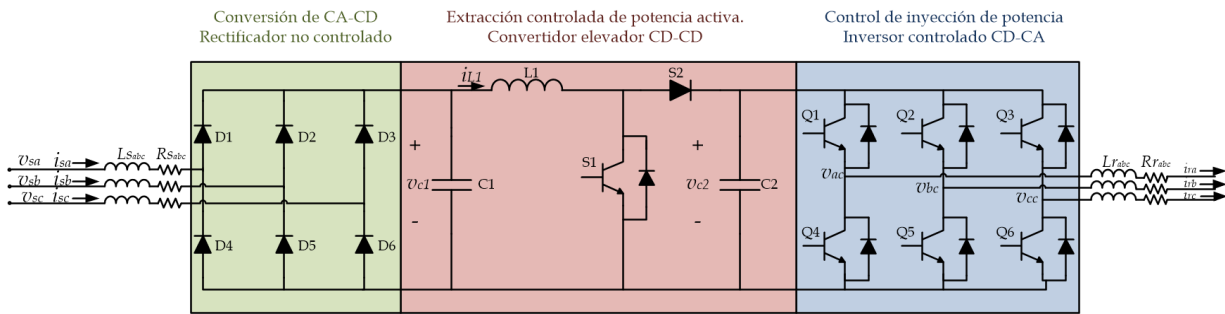


Figura 3.11: Convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor.

Se seleccionó el convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor debido a que tiene solo un dispositivo de conmutación para el control de potencia extraída del generador, lo cual representa confiabilidad, reducción de costo y menos elementos de medición

utilizados en el control. Ya que en el caso de los rectificadores controlados es necesario un sensor de tensión y un lazo de seguimiento de fase (PLL) para la referencia en el marco dq del controlador. Y en el caso del convertidor rectificador con convertidor de tres niveles, se sacrifica la reducción de armónicos con la confiabilidad del sistema.

3.4.2. Modelado del convertidor

Con la finalidad de simular el convertidor completo mediante ecuaciones diferenciales en código, se supondrá al rectificador no controlado como uno controlado. La Figura 3.12 muestra el circuito del rectificador controlado.

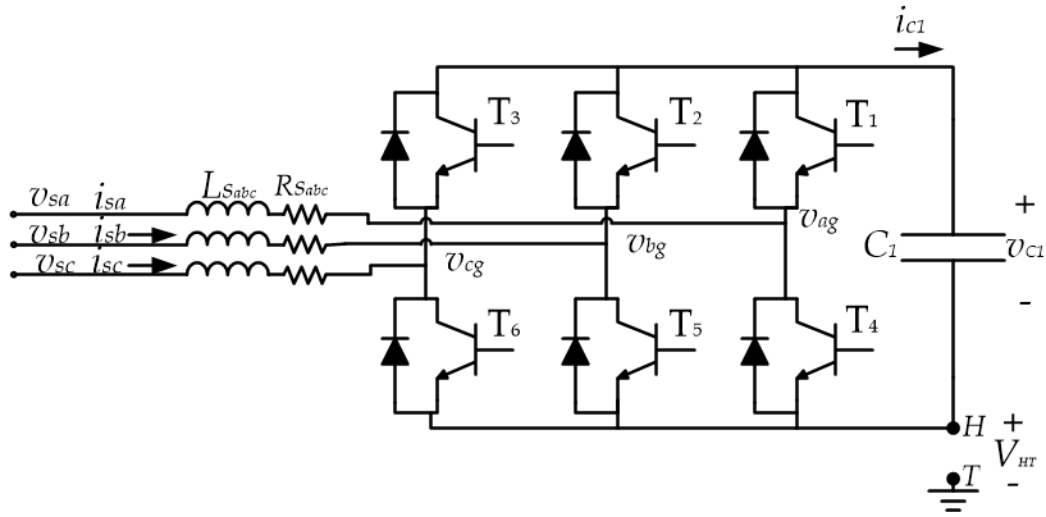


Figura 3.12: Circuito del convertidor rectificador.

Se observa que los interruptores T_1 y T_4 no pueden estar en conducción al mismo tiempo, por lo cual se analizarán ambos sistemas. Cuando T_1 está en conducción aplicando un análisis por la Ley de Voltajes de Kirchhoff se tiene que:

$$-V_{sa} + L_{sa} \frac{di_{sa}}{dt} + R_{sa} i_{sa} + v_{C1} + V_{HT} = 0 \quad (3.28)$$

Cuando $T4$ entra en conducción:

$$-V_{sa} + L_{sa} \frac{di_{sa}}{dt} + R_{sa} i_{sa} + V_{HT} = 0 \quad (3.29)$$

Entonces, si se define a $T_1, T_2, T_3 \in \{0, 1\}$ y $T_1 = \overline{T_4}, T_2 = \overline{T_5}, T_3 = \overline{T_6}$, el modelo conmutado resulta en:

$$L_{sa} \frac{di_{sa}}{dt} = -R_{sa}i_{sa} - T_1v_{C1} - V_{HT} + V_{sa} \quad (3.30)$$

$$L_{sb} \frac{di_{sb}}{dt} = -R_{sb}i_{sb} - T_2v_{C1} - V_{HT} + V_{sb} \quad (3.31)$$

$$L_{sc} \frac{di_{sc}}{dt} = -R_{sc}i_{sc} - T_3v_{C1} - V_{HT} + V_{sc} \quad (3.32)$$

Al sumar las Ecuaciones (3.30), (3.31) y (3.32) y considerando un sistema balanceado en corrientes y tensiones se tiene la siguiente igualdad.

$$V_{HT} = -\frac{1}{3}(T_1 + T_2 + T_3)v_{C1} \quad (3.33)$$

Sustituyendo la Ecuación (3.33) en las Ecuaciones (3.30), (3.31) y (3.32) se obtiene finalmente el modelo conmutado.

$$L_{sa} \frac{di_{sa}}{dt} = -R_{sa}i_{sa} + (-T_1 + \frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 T_x)v_{C1} + V_{sa} \quad (3.34)$$

$$L_{sb} \frac{di_{sb}}{dt} = -R_{sb}i_{sb} + (-T_2 + \frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 T_x)v_{C1} + V_{sb} \quad (3.35)$$

$$L_{sc} \frac{di_{sc}}{dt} = -R_{sc}i_{sc} + (-T_3 + \frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 T_x)v_{C1} + V_{sc} \quad (3.36)$$

Para el modelo del convertidor elevador se utiliza el circuito de la Figura 3.13. Se puede apreciar que cuando el interruptor S_1 conduce, el interruptor S_2 permanece abierto, por lo que se puede analizar los dos casos del circuito individualmente.

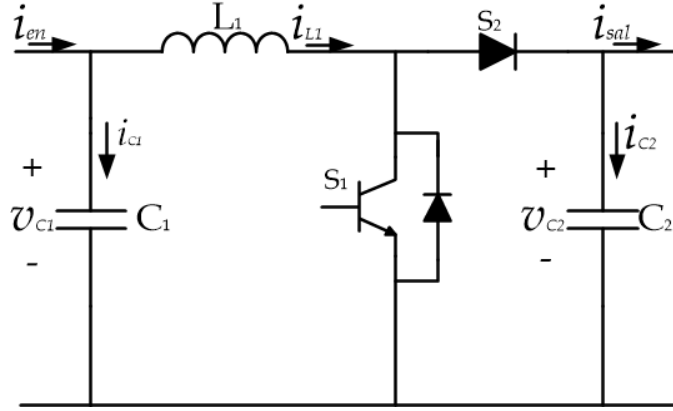


Figura 3.13: Circuito del convertidor elevador.

Cuando S_1 se cierra S_2 permanece abierto, por lo que aplicando Ley de Voltajes de Kirchhoff en la malla del inductor y una Ley de Corrientes de Kirchhoff en el nodo del capacitor se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = v_{C1} \quad (3.37)$$

$$C_2 \frac{dv_{C2}}{dt} = -i_{sal} \quad (3.38)$$

Cuando S_1 se abre, el interruptor S_2 conduce, por lo que el modelo en este caso es:

$$L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = v_{C1} - v_{C2} \quad (3.39)$$

$$C_2 \frac{dv_{C2}}{dt} = i_{L1} - i_{sal} \quad (3.40)$$

El modelo conmutado, considerando $S_1 = 1 - S_1 = S$, $S \in \{0, 1\}$ y que la corriente i_{sal} es la corriente conmutada que demanda el inversor, resulta en las siguientes ecuaciones:

$$L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = v_{C1} - (1 - S)v_{C2} \quad (3.41)$$

$$C_2 \frac{dv_{C2}}{dt} = (1 - S)i_{L1} - (Q_1 i_{ra} + Q_2 i_{rb} + Q_3 i_{rc}) \quad (3.42)$$

Es necesario observar que el estado del capacitor C_1 es indiferente de las conmutaciones del interruptor, por lo que analizando el nodo de dicho capacitor y sabiendo que $i_{en} =$

$T_1 i_{sa} + T_2 i_{sb} + T_3 i_{sc}$ debido al convertidor rectificador, se tiene la siguiente expresión:

$$C_1 \frac{dv_{C1}}{dt} = (T_1 i_{sa} + T_2 i_{sb} + T_3 i_{sc}) - i_{L1} \quad (3.43)$$

La parte del inversor se muestra en la Figura 3.14, y siguiendo el mismo procedimiento que el rectificador controlado, el modelo resulta en las siguientes ecuaciones:

$$L_{ra} \frac{di_{ra}}{dt} = -R_{ra} i_{ra} + (Q_1 - \frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 Q_x) v_{C2} \quad (3.44)$$

$$L_{rb} \frac{di_{rb}}{dt} = -R_{rb} i_{rb} + (Q_2 - \frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 Q_x) v_{C2} \quad (3.45)$$

$$L_{rc} \frac{di_{rc}}{dt} = -R_{rc} i_{rc} + (Q_3 - \frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 Q_x) v_{C2} \quad (3.46)$$

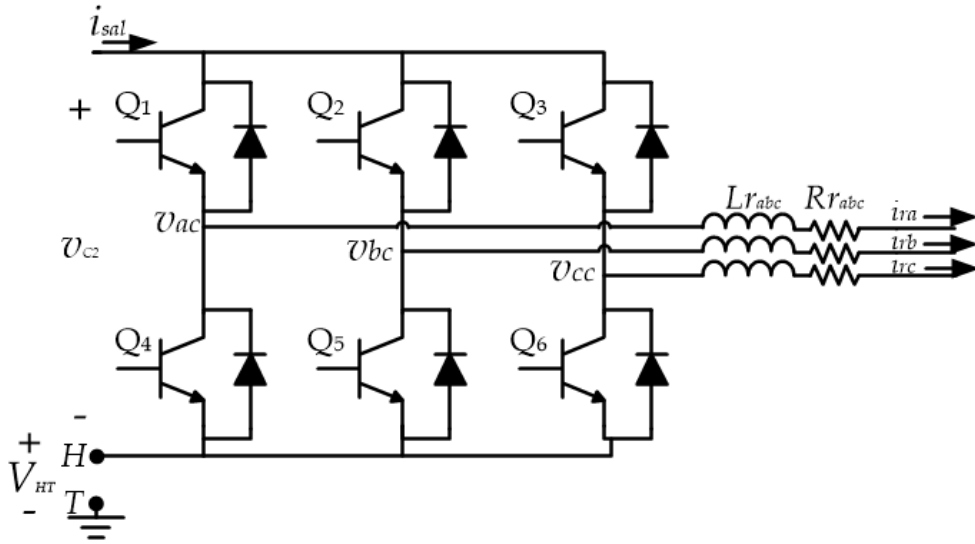


Figura 3.14: Circuito del convertidor inversor.

3.4.3. Validación del modelo

El modelo en lazo abierto fue programado y resuelto por código en Matlab. Posteriormente el modelo se implementó en la plataforma PSCAD y se compararon los resultados en ambas plataformas. Los parámetros utilizados en la validación pueden consultarse en

el Apéndice B. En la Figura 3.15 se observa la corriente en el rectificador, presentando el mismo comportamiento tanto para el modelo programado en Matlab como el construido en PSCAD. En la Figura 3.16 se presenta el detalle de la respuesta en estado estable de las corrientes. La corriente pico en la fase A del modelo programado resultó de 296.6 A, mientras que el valor pico obtenido por PSCAD fue de 287.3 A, lo cual representa una desviación del 3.23 % en el modelo programado.

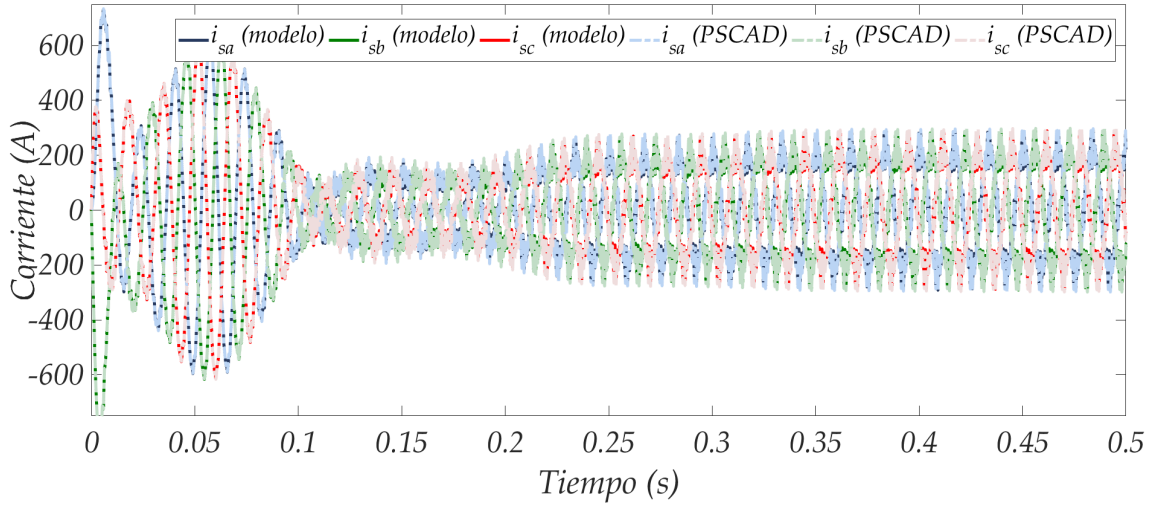


Figura 3.15: Corrientes en el convertidor rectificador.

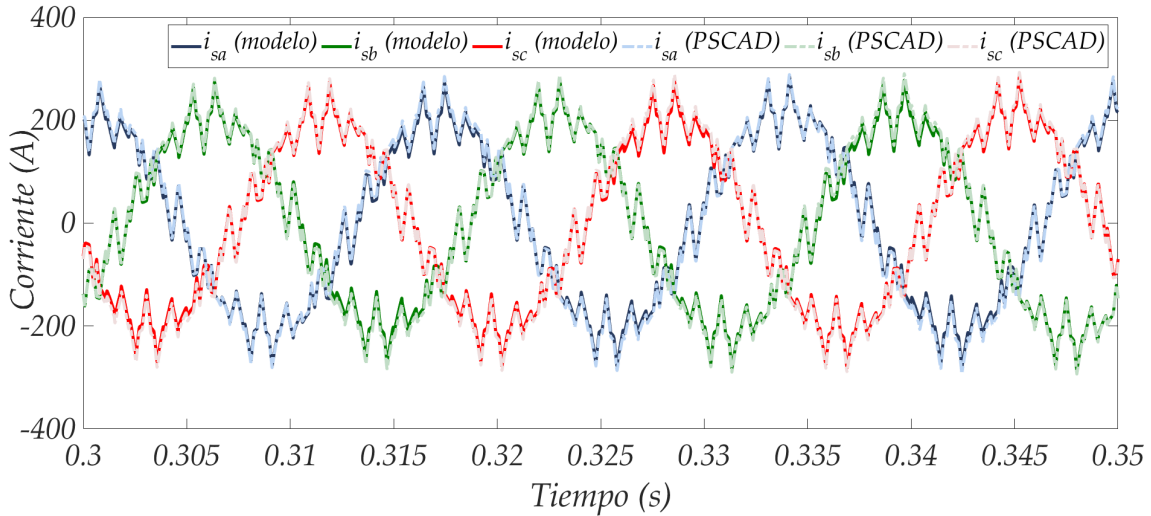


Figura 3.16: Detalle de las corrientes en el convertidor rectificador.

Las tensiones en los capacitores C_1 y C_2 , así como la corriente en el inductor del

convertidor elevador se presentan en las Figuras 3.17 y 3.18. Se puede apreciar que el valor de tensión en el capacitor C_1 obtenido mediante el modelo programado y el modelo en PSCAD fueron de 1535 V y 1525 V, respectivamente, por lo que la desviación en esta variable fue del 0.655 %. El porcentaje de diferencia en la corriente i_L fue de 3.9 %, mientras que se obtuvo un porcentaje de diferencia de 0.23 % en la tensión del capacitor C_2 .

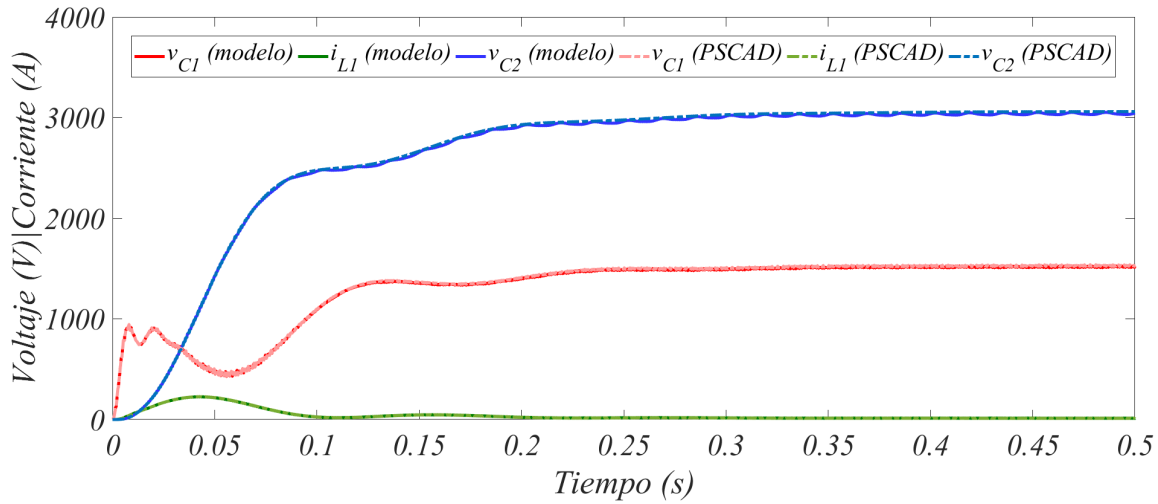


Figura 3.17: Respuesta de las variables de estado en el convertidor elevador.

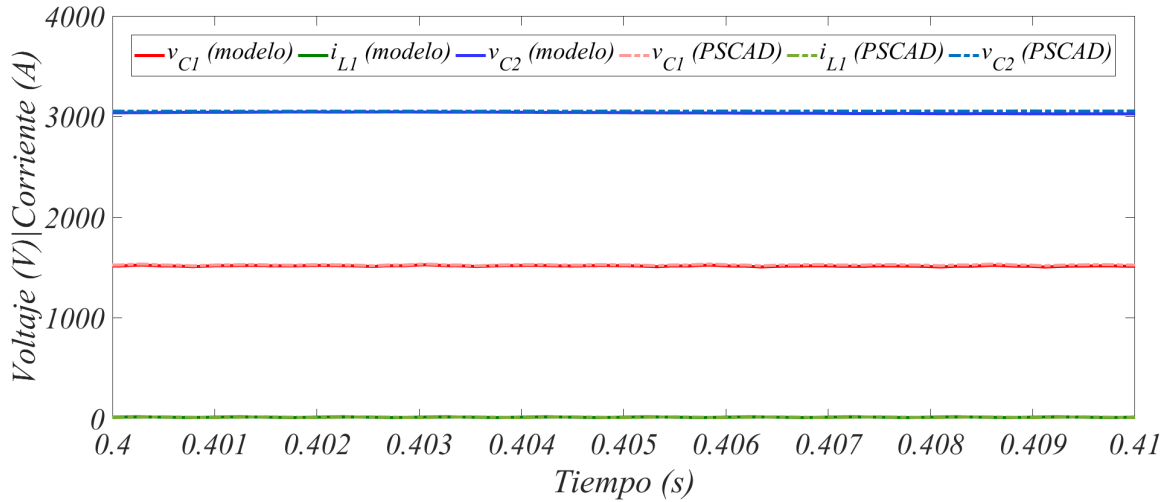


Figura 3.18: Detalle de la respuesta en las variables de estado en el convertidor rectificador.

Finalmente, la corriente trifásica en el inversor es mostrada en la Figura 3.19. Mientras que en la Figura 3.20 se presentan los resultados de simulación a detalle. Al medir la

corriente pico en simulación por código se obtuvo un valor pico en la fase A de 12.5 A, mientras que la simulación en PSCAD mostró una corriente pico de 12.3 A, representando 1.62 % el porcentaje de diferencia.

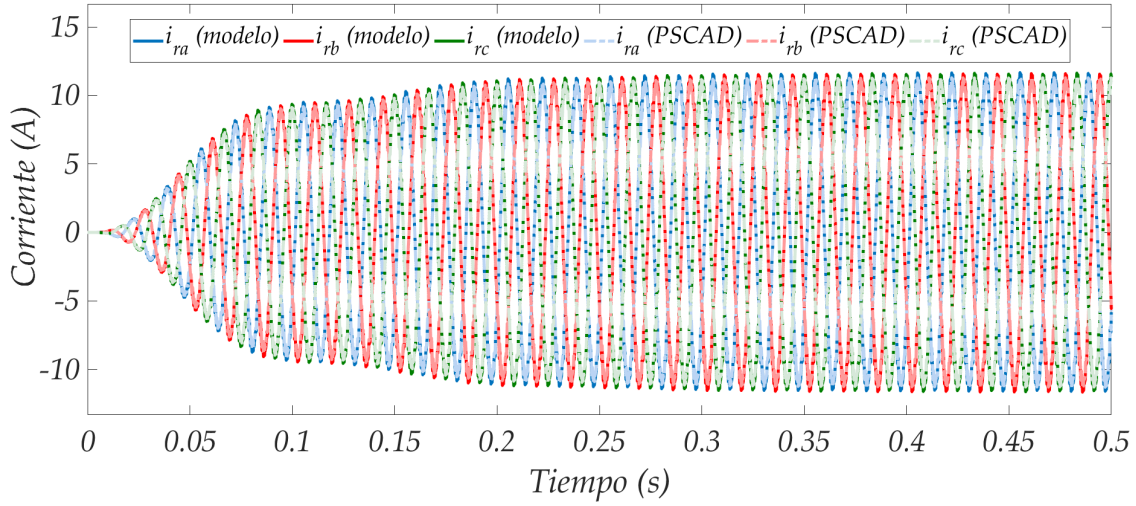


Figura 3.19: Corrientes en el convertidor inversor.

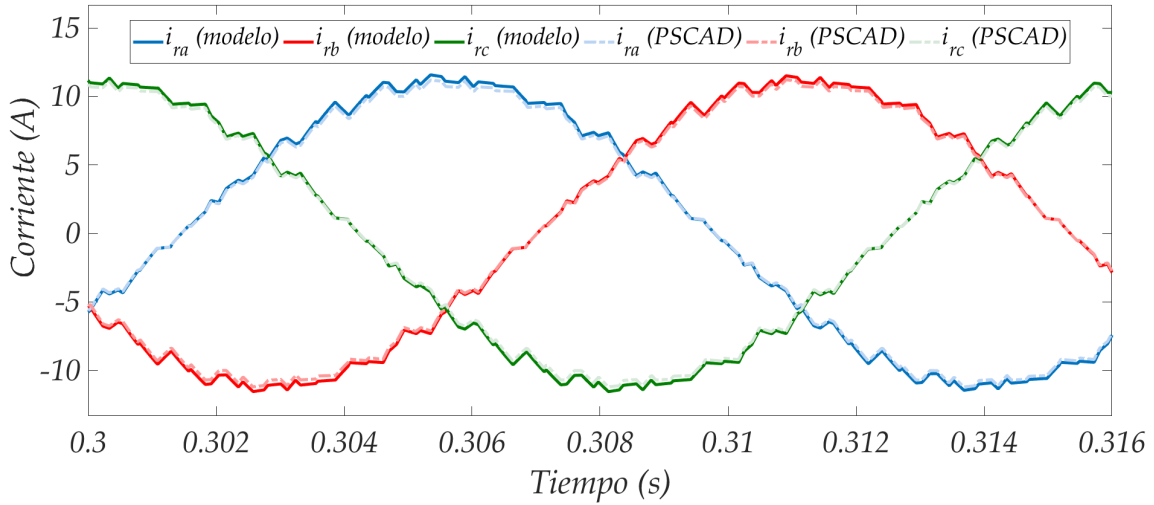


Figura 3.20: Detalle de las corrientes en el convertidor inversor.

Debido a que el porcentaje de desviación no excedió el 5 % se considera como validado el modelo presentado en la Sección 3.4.2.

3.5. Esquemas de control de la turbina eólica y del convertidor

3.5.1. Control del ángulo de las aspas

El ángulo de las aspas de la turbina, junto con la velocidad del viento disponible, afecta la potencia de entrada mecánica al generador. El sistema de control del ángulo de las aspas en conjunto con el modelo del generador es mostrado en la Figura 3.21.

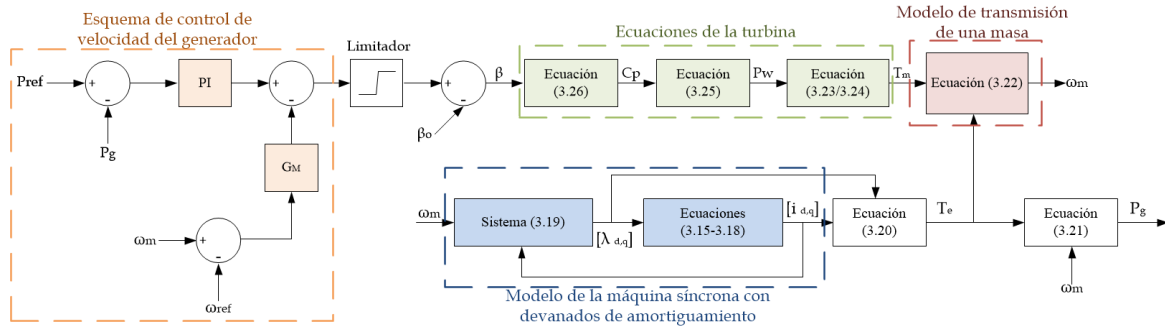


Figura 3.21: Esquema de control de las aspas de la turbina eólica.

El control de las aspas es similar al control de las válvulas de paso en turbinas de vapor convencionales, excepto que estas últimas poseen una dinámica lenta en comparación de las aspas en aerogeneradores. El método de diseño en este esquema está basado en el modelo linealizado cerca de un valor nominal de velocidad de viento a 6 m/s [37]. Los eigenvalores obtenidos para el esquema de control se muestran en el Apéndice C.

Para sintonizar el control del ángulo de la turbina se simuló mediante código de Matlab utilizando un método de integración de Runge-Kutta de cuarto orden y con variaciones en el valor de viento de un 25 % del valor nominal. Los parámetros utilizados se muestran en el Apéndice D.

La Figura 3.22 muestra la potencia de salida gobernada por el control del ángulo de las aspas ante una referencia de 2 MW obteniéndose una respuesta de 1.99 MW.

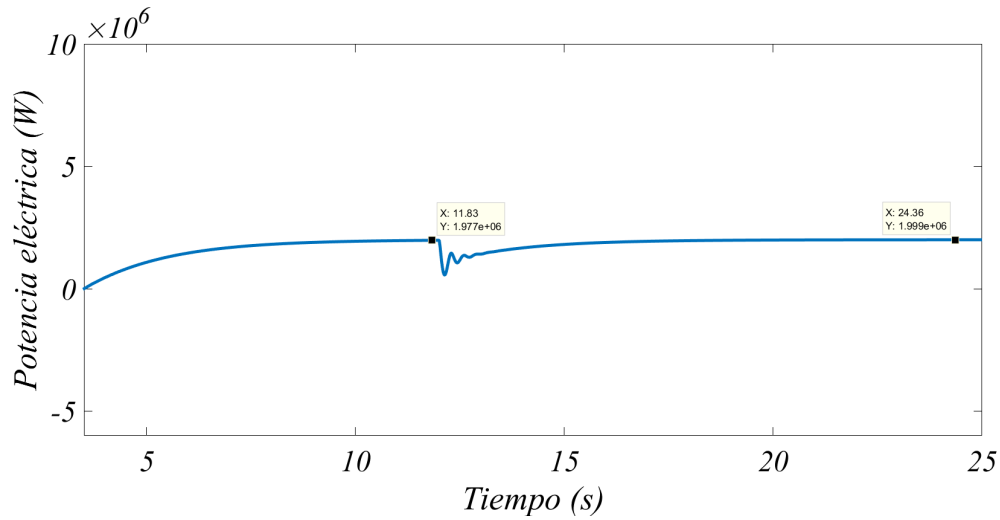


Figura 3.22: Potencia de salida del generador síncrono.

La Figura 3.23 muestra las corrientes obtenidas del generador antes y después de la perturbación con un valor pico de 1230 A.

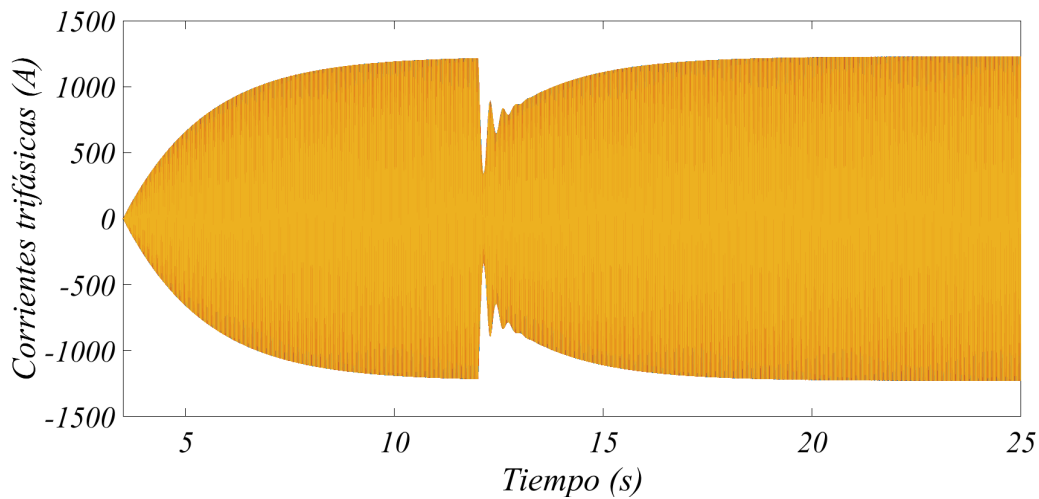


Figura 3.23: Corrientes trifásicas de salida del generador síncrono.

La Figura 3.24 muestra el cambio del ángulo de las aspas para mantener la potencia de salida cerca de la referencia.

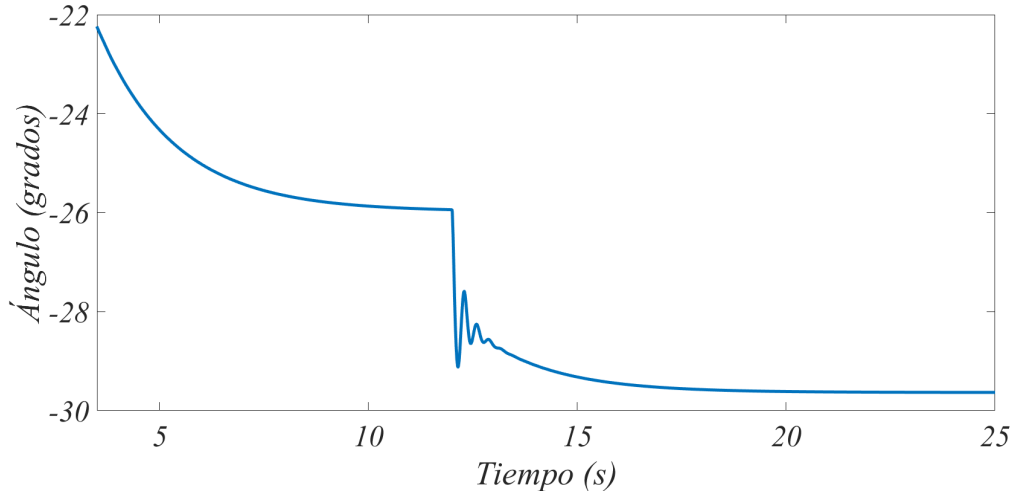


Figura 3.24: Cambio del ángulo de referencia ante un cambio en el viento.

3.5.2. Control del convertidor

Convertidor elevador

El esquema de control utilizado para el control del convertidor de lado del generador se muestra en la Figura 3.25 [38]. Este esquema permite extraer la corriente necesaria para mantener 2 MW a la salida del convertidor rectificador utilizando como referencia la potencia de la turbina y un controlador PI.

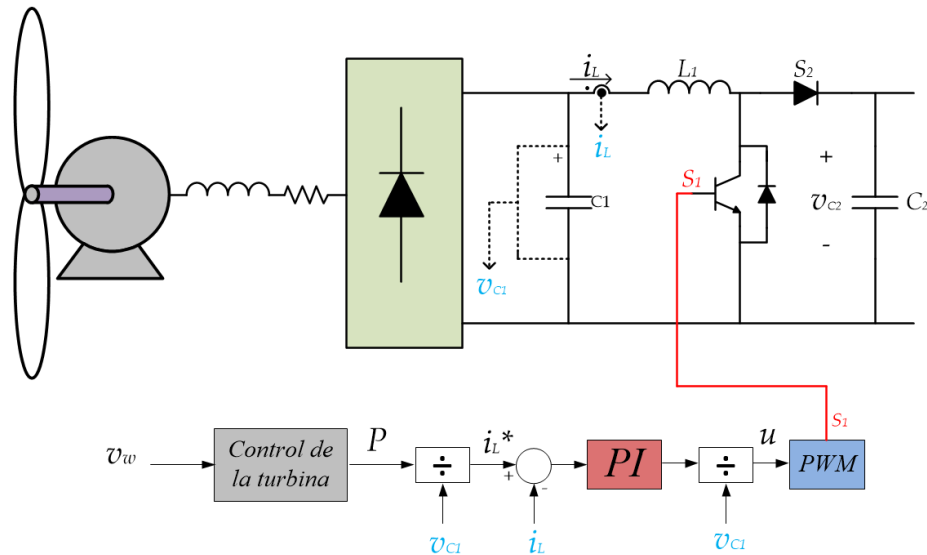


Figura 3.25: Esquema de control del convertidor elevador.

El modelo de convertidor elevador es el presentado en la Sección 3.4.2. Para sintonizar el controlador es necesario utilizar el modelo lineal, el cual se muestra en la Ecuación (3.47). La resistencia R_o representa la carga que supondría el inversor al extraer la potencia de 2 MW.

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_L \\ \dot{v}_{C2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-(1-D)}{L} \\ \frac{(1-D)}{C_2} & \frac{-1}{R_o C_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ v_{C2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_{C2}}{L} \\ \frac{I_L}{C_2} \end{bmatrix} u \quad (3.47)$$

Se utilizó la transformada de Laplace para obtener la función de transferencia requerida en el sistema de control, se toma como entrada la función de conmutación u y como salida la corriente en el inductor I_L , lo cual resulta en la Ecuación (3.48).

$$G_{B1} = \frac{i_L}{u} = \frac{C_2 R_o V_{C2} s + V_{C2} + I_L R_o - D I_L R_o}{C_2 L R_o s^2 + L s + R_o D^2 - 2 R_o D + R_o} \quad (3.48)$$

Los parámetros del convertidor se presentan en el Apéndice D. Para sintonizar el control, se utiliza el diseño semi-gráfico de respuesta en frecuencia. Se considera un sobreimpulso (Os) de 5 % en el índice de amortiguamiento, el cual se calcula mediante la Ecuación (3.49) obteniéndose un valor de 0.7.

$$\varsigma = \frac{-\ln(Os)}{\sqrt{\pi^2 + \ln^2(Os)}} \quad (3.49)$$

Una vez obtenido el índice de amortiguamiento se calcula el margen de fase necesario para obtener el sobre-impulso deseado.

$$\Phi_M = \tan^{-1} \left[\frac{2\varsigma}{\sqrt{-2\varsigma^2 + \sqrt{1 + 4\varsigma^4}}} \right] = 64.625 \quad (3.50)$$

Utilizando una ganancia proporcional conveniente se obtiene el diagrama de Bode mostrado en la Figura 3.25.

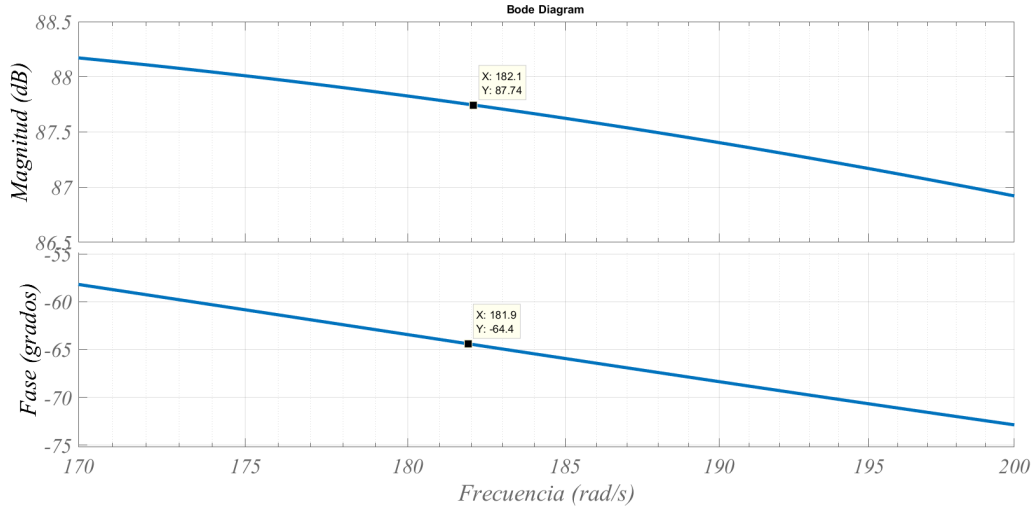


Figura 3.26: Diagrama de Bode de la función de transferencia de la corriente del inductor y la función de conmutación.

Una vez obtenido el diagrama de Bode, se busca la frecuencia a la que está el ángulo de fase, en este caso 182.362 rad/s. Con dicha frecuencia se localiza el valor de magnitud para asignarlo a la ganancia proporcional. En la Figura 3.25 se puede observar que el valor de ganancia debe ser de 87.733 dB.

$$Kn = 10^{\frac{87.733[dB]}{20}} = 4.105e - 05 \quad (3.51)$$

Con esa magnitud se obtiene la ganancia proporcional necesaria para que el sistema sea estable en lazo cerrado y garantizando el sobre-impulso calculado. Dado que el controlador reduce la fase del sistema, se suele elegir el tiempo integral Ti de forma que $1/Ti$ sea inferior a la frecuencia de corte ω_c con el fin de reducir la caída de fase. Esta caída es tanto menor cuanto más alejado se encuentra el cero $1/Ti$ de la frecuencia de corte y, por lo tanto, se puede elegir un Ti tal que $1/Ti$ sea mucho menor que ω_c . Sin embargo, el sistema en lazo cerrado presenta un polo real con un valor aproximado al de la constante de tiempo Ti . Este polo induce un comportamiento muy lento en el sistema, el cual aparece en la última parte del transitorio, cuando el sistema comienza a estabilizarse tendiendo a la referencia. Por lo tanto, con el objetivo de no hacer la respuesta del sistema en lazo cerrado demasiado lenta, el tiempo integral seleccionado no debe de ser demasiado grande

Para sintonizar el controlador se transforma el modelo descrito por las Ecuaciones (3.34), (3.35) y (3.36) al marco de referencia dq utilizando la transformación presentada en el Apéndice A. El sistema es trabajado en p.u. para reducir el tiempo de simulación, mientras que la transformación a dq hace al sistema invariante en el tiempo.

$$\frac{L}{\omega_B} \frac{di_d}{dt} = -Ri_d - V_d + \frac{\omega_0}{\omega_B} Li_q + T_d V_{vC2} \quad (3.52)$$

$$\frac{L}{\omega_B} \frac{di_q}{dt} = -Ri_q - V_q + \frac{\omega_0}{\omega_B} Li_d + T_q V_{vC2} \quad (3.53)$$

Donde las funciones de conmutación están dadas por:

$$\begin{bmatrix} T_d \\ T_q \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{C2}} \begin{bmatrix} u_d - Li_q + V_d \\ u_q + Li_d + V_q \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

Con dichas funciones de conmutación el sistema mostrado en las Ecuaciones (3.52) y (3.53) se reducen a:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \frac{L}{\omega_B} \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} + R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

Tomando como entrada la función de conmutación u_d y la corriente i_d como salida, la función de transferencia para la planta del inversor resulta en:

$$G_{inv} = \frac{1}{\frac{L}{\omega_B} s + R} \quad (3.56)$$

La Figura 3.29 a) muestra el sistema en lazo cerrado utilizando el control PI. Para reducir el sistema con el objetivo sintonizar eficazmente el lazo externo de control, se cancelará el polo de la planta con el cero del control como se muestra en la Figura 3.29 b).

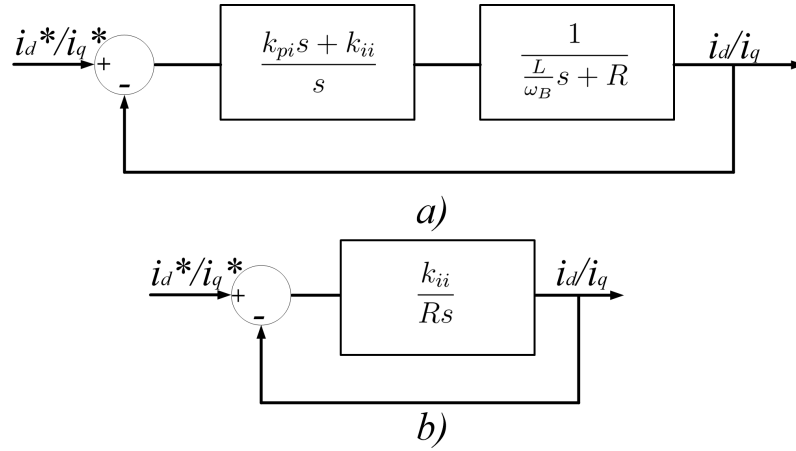


Figura 3.29: Diagrama de bloques. a) del control y la planta del inversor; b) del equivalente del sistema

El comportamiento del bus de CD se representa por medio de la Ecuación (3.57).

$$\frac{C_2}{\omega_B} \frac{dv_{C2}}{dt} = I_{CD} - i_{CD} \quad (3.57)$$

Donde I_{CD} es la corriente de salida del convertidor elevador necesaria para generar una potencia de 2 MW e i_{CD} es la corriente conmutada que entra al convertidor inversor. Multiplicando la Ecuación (3.57) por la tensión en el capacitor se obtiene la siguiente relación:

$$v_{C2} \frac{C_2}{\omega_B} \frac{dv_{C2}}{dt} - I_{CD} v_{C2} = i_{CD} v_{C2} \approx P_{out} = V_d i_d \quad (3.58)$$

Como se observa en la ecuación anterior, la corriente conmutada multiplicada por la tensión del capacitor es aproximadamente equivalente a la potencia inyectada a la red, la cual al ser solamente potencia activa solo cuenta con la componente i_d . Una vez establecida esta conclusión, se linealiza el sistema y se obtiene la función de transferencia en lazo cerrado como se muestra en la Figura 3.30.

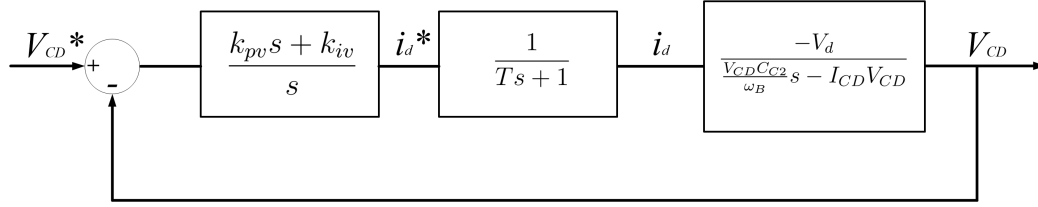


Figura 3.30: Diagrama de bloques del control de voltaje en el bus de CD.

Para la sintonización del controlador PI se sigue el procedimiento presentado para el convertidor elevador.

3.6. Simulación del sistema y validación del control en PSCAD

Se utilizó el simulador PSCAD para comprobar el funcionamiento del controlador bajo los parámetros mostrados en el Apéndice D y Apéndice E. En la Figura 3.31 se muestra que la extracción de potencia cumple con el objetivo de control, cuyo valor esperado es de 2 MW. El punto de equilibrio calculado para esa potencia es de 1.1 kA en la corriente del inductor y 3.635 kV para la tensión en el capacitor. La Figura 3.32 muestra que se cumple con el objetivo de control.

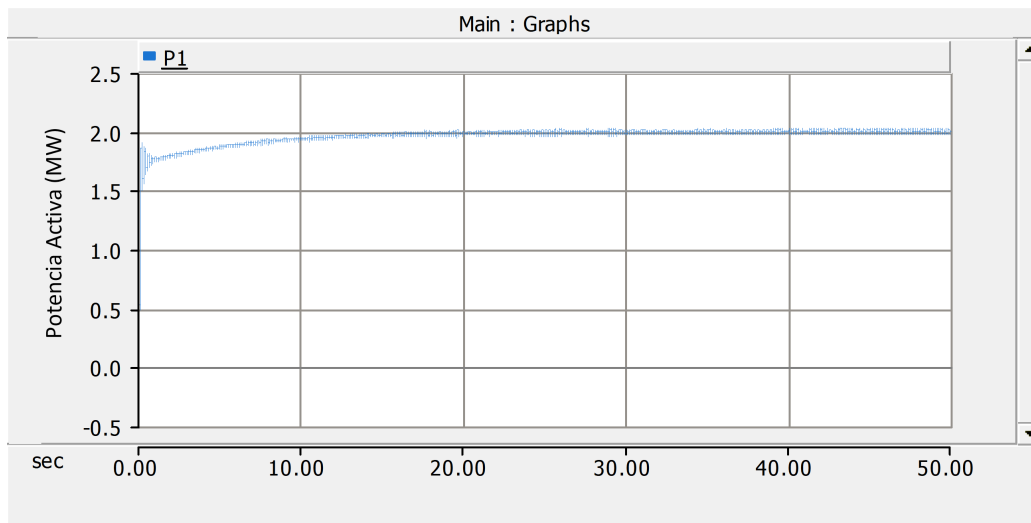


Figura 3.31: Potencia extraída del generador.

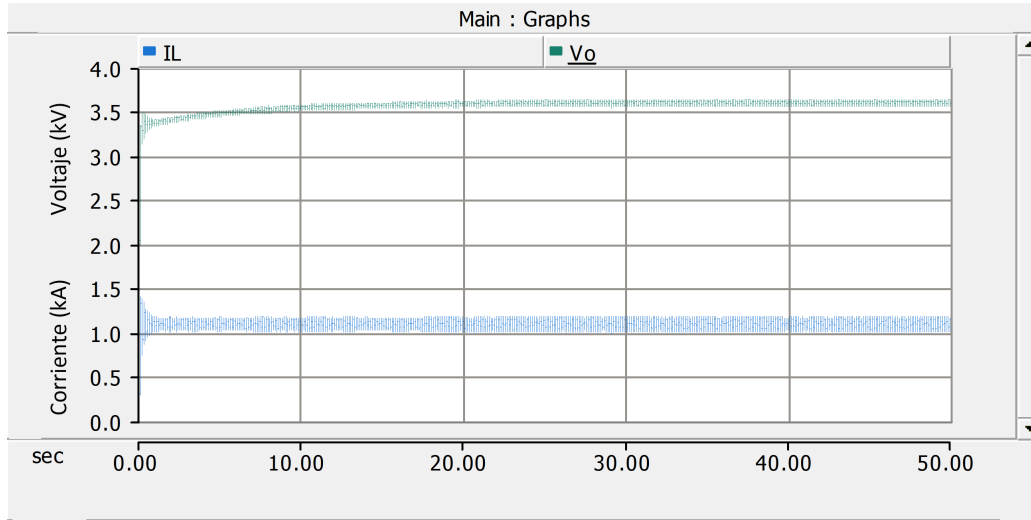


Figura 3.32: Corriente en el inductor y tensión en el capacitor de salida del convertidor elevador.

Para validar la parte de control del convertidor inversor, se simuló de manera aislada la porción mostrada en la Figura 3.28. Los parámetros del convertidor inversor se muestran en el Apéndice E. Los resultados de corriente en el punto de equilibrio de las variables i_d e i_q fueron de 906 A y 0 A, respectivamente. En la Figura 3.33 se observa el cumplimiento del objetivo de control, ya que la corriente está en fase con la tensión de red, lo cual significa que solo se inyecta potencia activa a la red. Lo anterior se puede observar en la Figura 3.34.

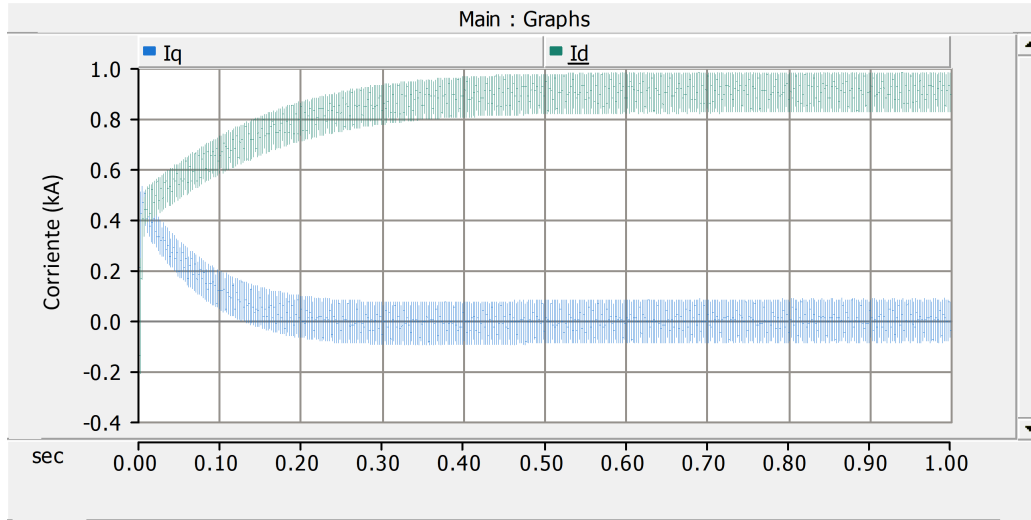


Figura 3.33: Corrientes a la salida del inversor en el marco de referencia dq .

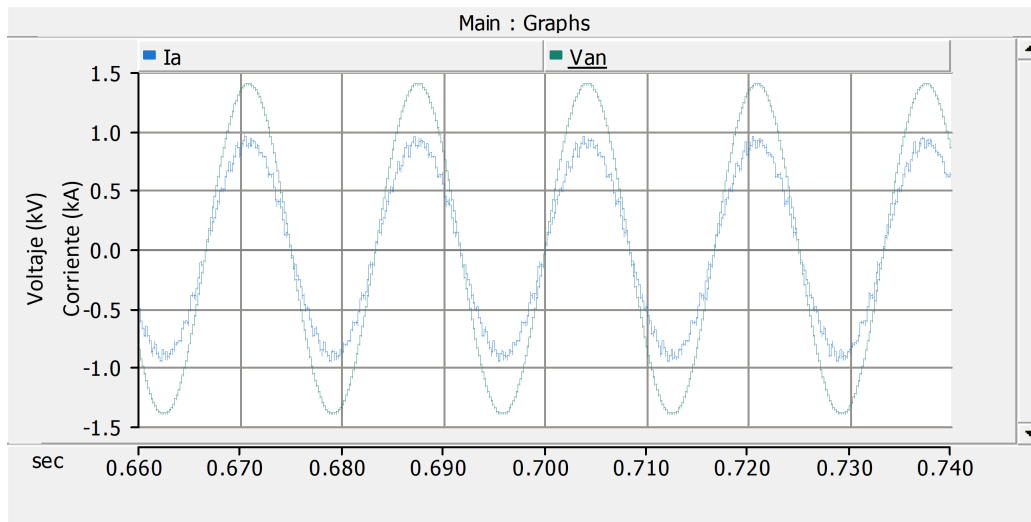


Figura 3.34: Corriente y voltaje en el punto de conexión con la red.

Finalmente, para validar el modelo completo junto con su control, se simuló el circuito mostrado en la Figura 3.11, en lazo cerrado utilizando los mismos parámetros que en los casos anteriores. En la Figura 3.35 se muestra la potencia extraída del generador, mientras que en la Figura 3.36 se muestra la potencia inyectada a la red acondicionada por el convertidor completo. Se considera una referencia de potencia global de 2 MW. Al unir los modelos de turbina, generador, rectificador, convertidor elevador e inversor se validan los esquemas de control, ya que la potencia extraída del generador corresponde al valor de

referencia, mientras que la potencia inyectada a la red por el inversor es igual a la potencia de referencia menos las pérdidas en el convertidor de potencia completa.

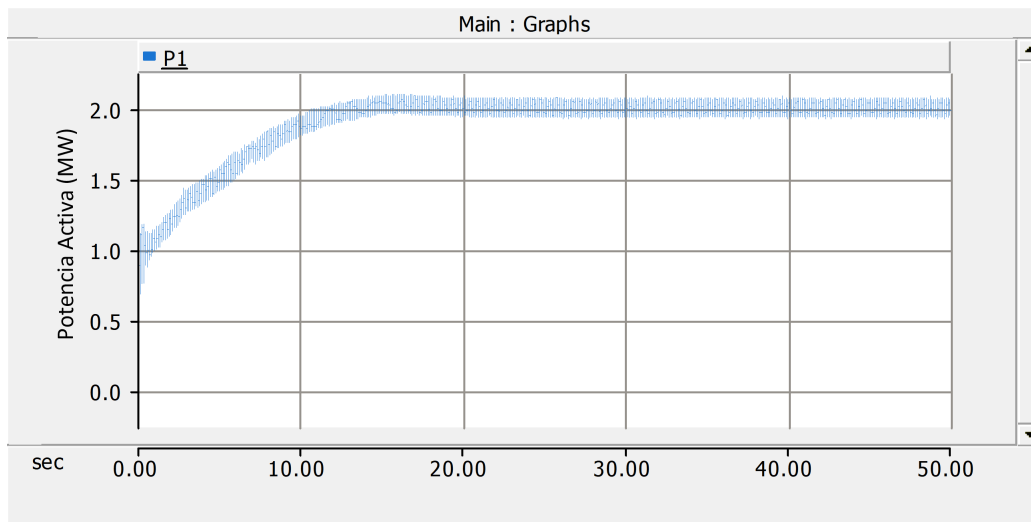


Figura 3.35: Potencia extraída del generador utilizando el convertidor.

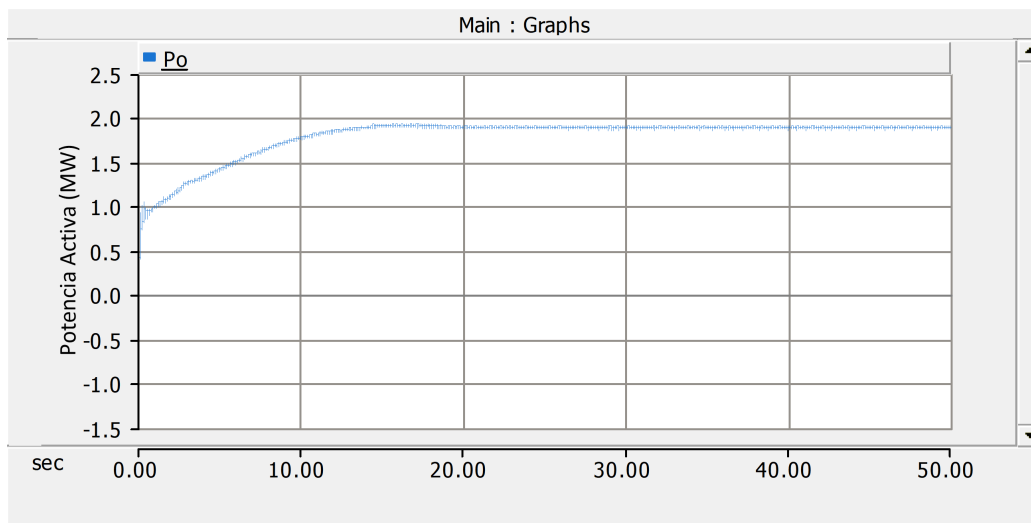


Figura 3.36: Potencia inyectada a la red.

Capítulo 4

Resultados y simulaciones

En este Capítulo se presenta la respuesta en frecuencia en diferentes casos de estudio. El primero es la respuesta en frecuencia del aerogenerador tipo 4, modelado y puesto en operación como se describió en el Capítulo 3, conectado a red mostrado en la Figura 1.5. Enseguida a ese mismo sistema se le aplican dos métodos de regulación en frecuencia para observar su respuesta.

Después, se prueban ambos métodos de regulación de frecuencia y respuesta inercial a diferentes cantidades de inclusión de aerogeneradores, es decir, en un sistema con 20 %, 40 % y 60 % de generación eólica, respectivamente, mientras la potencia restante será generada de manera convencional por turbinas hidráulicas y generadores síncronos de rotor devanado.

4.1. Respuesta en frecuencia del aerogenerador

4.1.1. Esquema de control de las aspas

Al esquema control de la turbina presentado en la Sección 3.5.1 se le añade un lazo externo para poder proporcionar una cantidad extra de potencia en función de la velocidad de viento disponible, la caída de frecuencia y el coeficiente de potencia. Esta variante del control del ángulo de las aspas de la turbina se le llamará Nuevo Esquema de Control de las Aspas (NECA) y se utilizará para suministrar la potencia necesaria en el caso de un

déficit en el sistema. Para realizar esta tarea se utilizará el esquema de control mostrado en la Figura 4.1 [41]. El esquema se encuentra operando de manera nominal utilizando el estado uno del interruptor, cuando se encuentra una perturbación en la frecuencia el sistema cambia a la posición dos del interruptor, calculando la potencia extra con la que el aerogenerador es capaz de contribuir. La Figura 4.2 muestra el criterio de activación de soporte de frecuencia, el cual acciona el estado dos del interruptor cuando la frecuencia disminuye su valor con referencia a una tolerancia indicada.

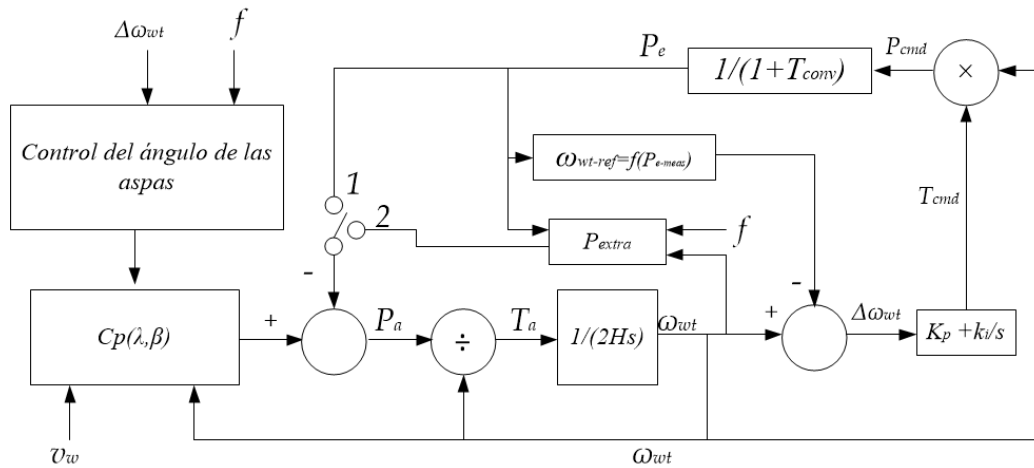


Figura 4.1: Diagrama de bloques del NECA.

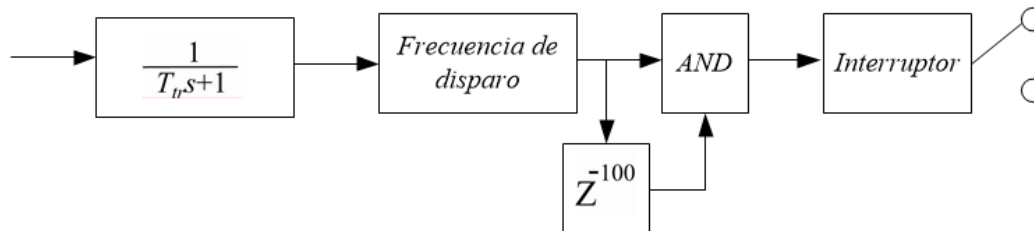


Figura 4.2: Esquema para la activación del NECA.

4.1.2. Operación reducida

La operación reducida (OR) tiene como objetivo el tener en todo momento disponible una reserva de energía manteniendo al generador operando fuera del MPP. Una vez que suceda la perturbación, se cambia la operación al MPP. Cuando la frecuencia sea regulada,

el aerogenerador se establece nuevamente fuera del punto máximo [42]. Lo anterior se consigue al reducir en un pequeño porcentaje la corriente extraída por el convertidor elevador en relación con la potencia extraída del aerogenerador. En la Figura 4.3 se muestra la aplicación de la OR en el aerogenerador, el bloque de operación reducida representa la referencia de reserva de potencia que se deja fuera del MPP. El porcentaje de reducción depende de las reservas operativas no eventuales gobernadas por el despacho económico del SEP.

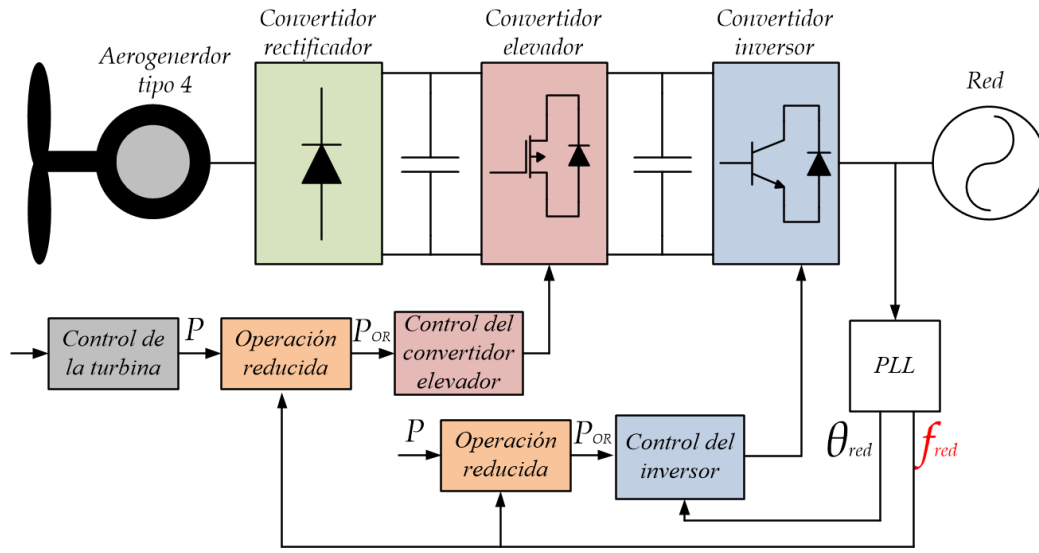


Figura 4.3: Esquema de aplicación de la OR.

4.1.3. Resultados

En la Figura 4.4 se muestra la respuesta de frecuencia ante una falla trifásica a tierra en el bus de conexión de red, carga y generador eólico, tal y como se mostró en la sección 1.4.

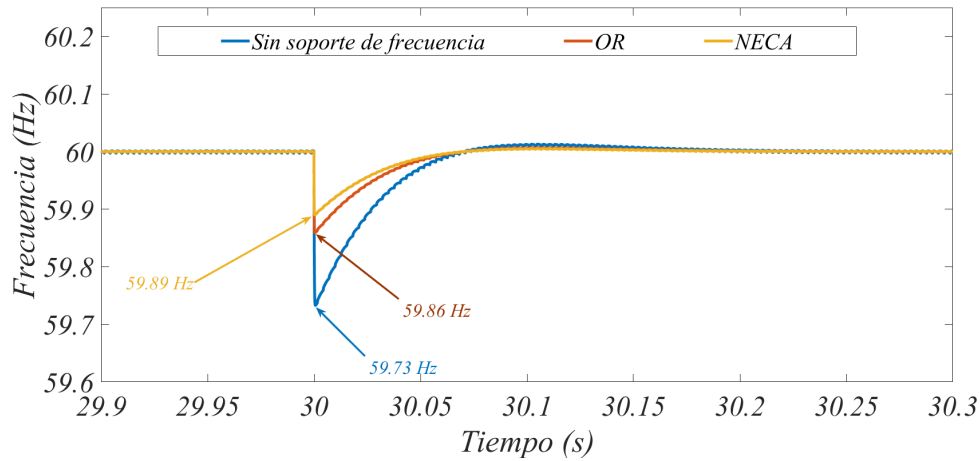


Figura 4.4: Respuesta en frecuencia del sistema red-generador-carga.

Los resultados muestran que el generador sin soporte de frecuencia tiene una caída de frecuencia a un valor de 59.73 Hz durante la falla trifásica a tierra. Utilizando un cambio en la referencia de corriente en el convertidor elevador durante el momento de la perturbación, mediante la OR, se observa una caída de frecuencia de 59.86 Hz. Por otro lado, el aerogenerador con NECA tiene una caída de frecuencia a 59.89 Hz. Cabe resaltar que los cambios en la frecuencia no fueron tan notables debido a la conexión con el equivalente de red y a la potencia limitada que puede aportar el aerogenerador. Lo anterior quiere decir que, el equivalente de red durante el evento aportó la cantidad necesaria de potencia para mantener una operación estable. Sin embargo, es importante notar que a pesar de la limitada potencia que el aerogenerador puede aportar, ayuda a mantener la frecuencia dentro de un mejor valor. Inclusive, el aerogenerador otorgó el soporte necesario para que el sistema se encuentre dentro del rango de frecuencia definido en el estado operativo normal según el Código de Red mexicano.

4.2. Respuesta en frecuencia, caso 1: con 100 % de generación convencional

El caso base para realizar la comparación de los sistemas con diferentes aportes de energía eólica y convencionales es mostrado en la Figura 4.5. El caso de estudio se encuentra compuesto de cinco generadores convencionales de 2 MVA, cada uno conectado a un bus que enlaza dos modelos de línea de transmisión de tipo PI de parámetros concentrados y fue implementado en la plataforma PSCAD. El bus localizado en el extremo derecho de la Figura 4.5 es el bus de carga, en este bus se tiene la conexión de una carga trifásica balanceada de 4 MW, después de pasar 30 segundos de simulación, el sistema experimenta la conexión abrupta de otra carga trifásica balanceada de 4 MW la cual representará la perturbación en el sistema para obtener su respuesta en frecuencia.

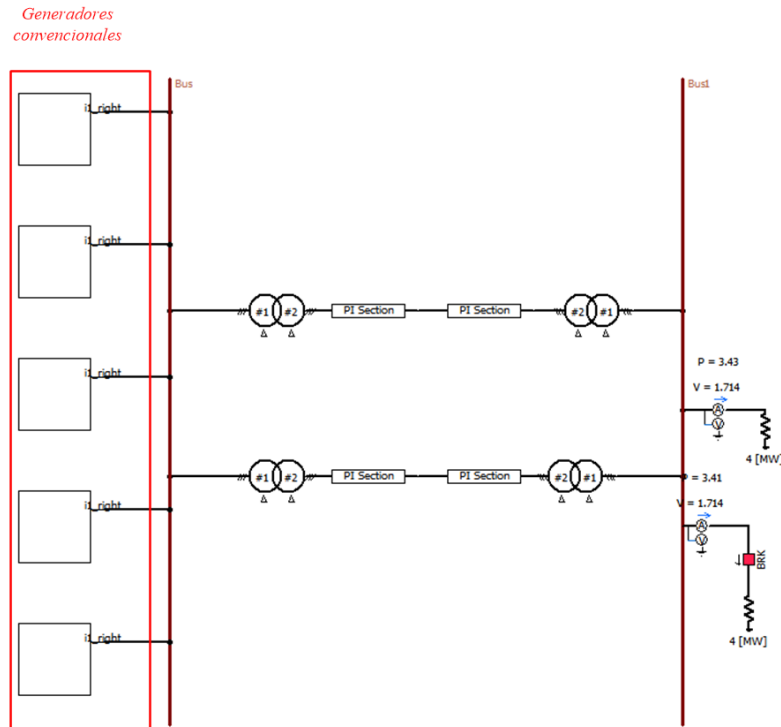


Figura 4.5: Caso de estudio con 100 % de generación convencional.

Cada bloque conectado en el bus de generación ubicado en el extremo izquierdo de la Figura 4.5 consta de un generador síncrono de rotor devanado, el rotor se alimenta

mediante un excitador estándar IEEE del tipo AC1A, mientras que el eje está acoplado a una turbina hidráulica estándar IEEE del tipo “columna de agua no elástica sin tanque de compensación”, la cual tiene acoplado un gobernador de control del tipo mecánico-hidráulico. El sistema contenido en cada bloque se muestra en la Figura 4.6. Este sistema posee dos modos de operación, el primero consiste en una fuente de bus infinito al iniciar la simulación, después de alcanzar condiciones de frontera cercanas al punto óptimo de operación del gobernador y del excitador, el modo de operación cambia al modelo de gobernador, turbina, excitador y generador teniendo la dinámica real de un sistema de este tipo.

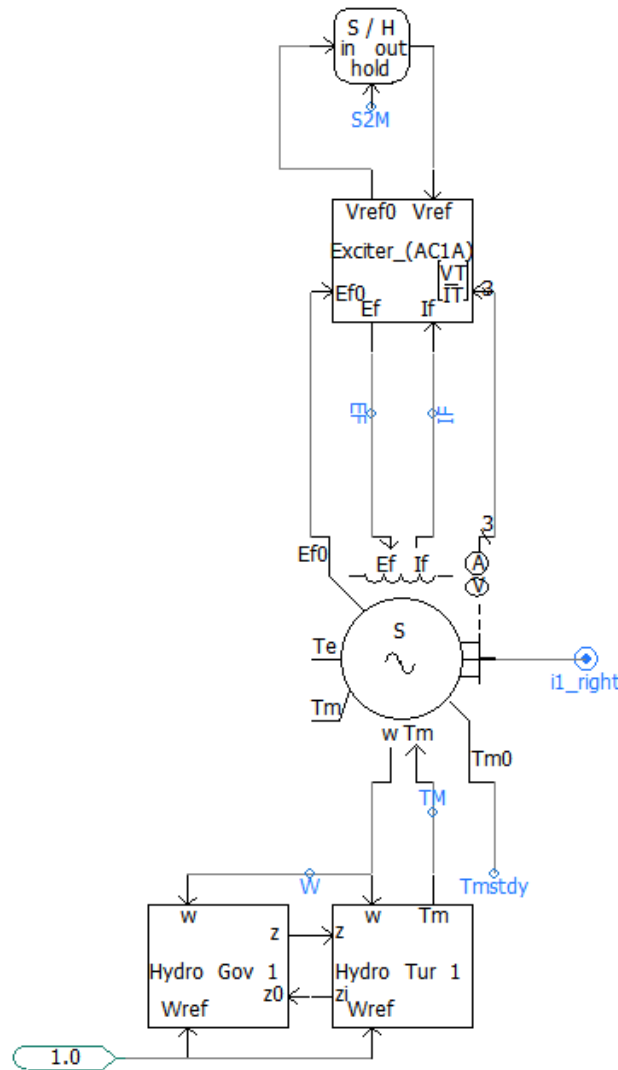


Figura 4.6: Generador con turbina hidráulica y excitador.

En la Figura 4.7 se muestra la respuesta en frecuencia del sistema ante la perturbación.

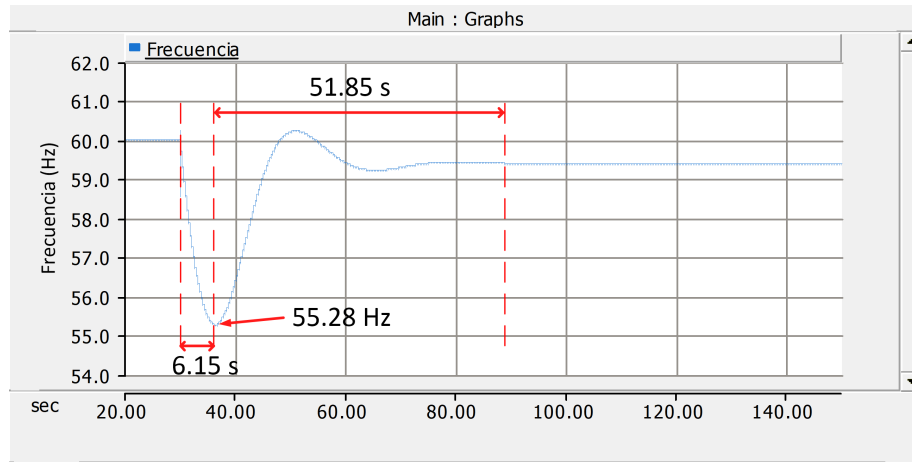


Figura 4.7: Respuesta en frecuencia con 100 % de generación convencional.

Los resultados de la simulación muestran que la frecuencia de Nadir es de 55.28 Hz, la caída de frecuencia hacia el punto ínfimo tuvo una duración de 6.15 s, con ambos valores se obtiene un ROCOF de 0.767 Hz/s. Al sistema le toma 51.85 s el alcanzar el estado estable. Debido a la falta de control terciario de frecuencia en los modelos de generadores convencionales, el valor de estado estable después de realizar la perturbación resultó ser de 59.5 Hz.

4.3. Respuesta en frecuencia, caso 2: con 20 % de generación eólica

Este caso contempla la conexión de un aerogenerador tipo 4 de 2 MW eliminando uno de los cinco generadores convencionales presentados en el caso anterior. Esto con el objetivo de representar el crecimiento de la energía eólica, y en algunos países, la sustitución de generación convencional por energías renovables. La Figura 4.8 muestra el caso descrito anteriormente.

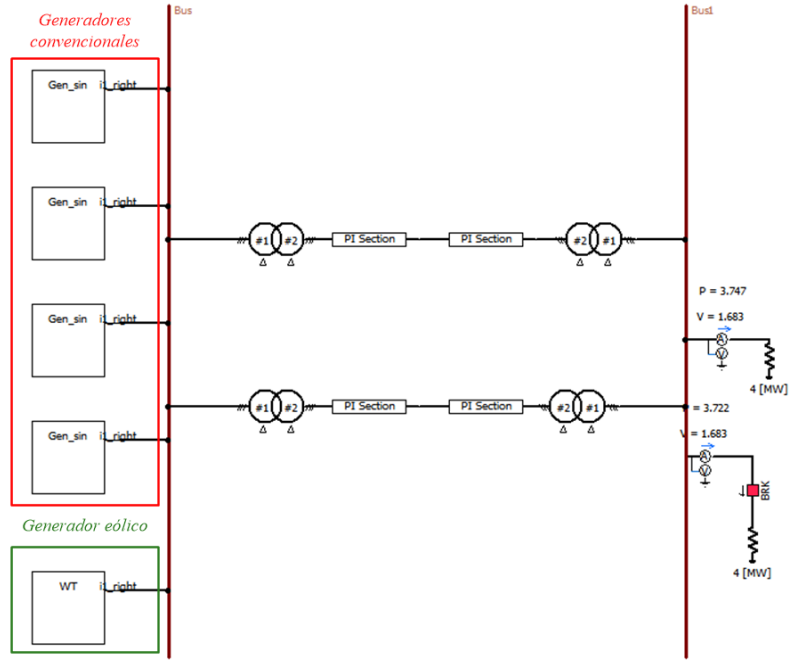


Figura 4.8: Caso de estudio con 20 % de generación eólica.

El bloque resaltado en verde de la Figura 4.8 es el aerogenerador tipo 4 modelado y controlado a detalle en el Capítulo 3. Su implementación en PSCAD se observa en la Figura 4.9

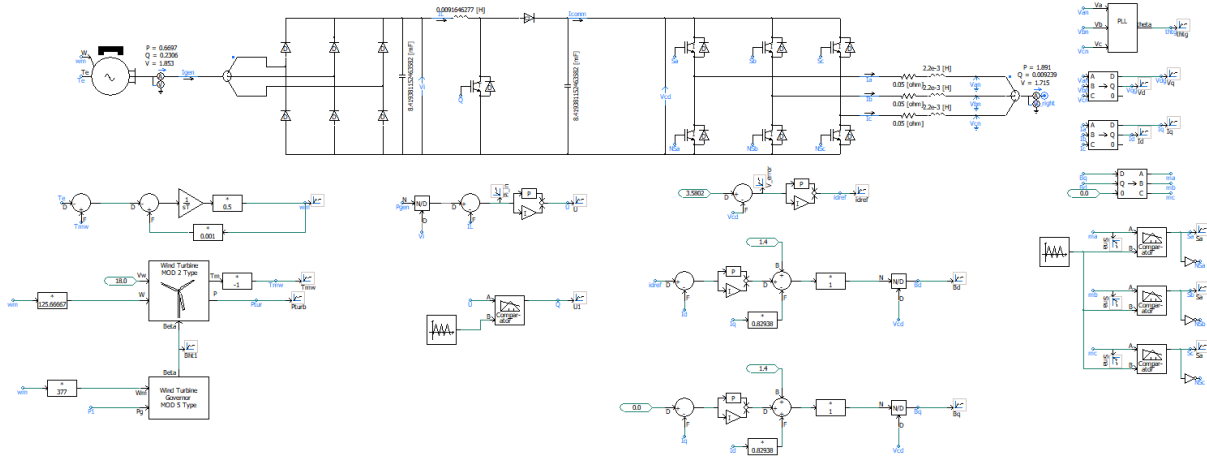


Figura 4.9: Modelo y control del aerogenerador tipo 4 implementado en PSCAD.

La Figura 4.10 muestra la respuesta en frecuencia del caso presentado en esta sección

sin utilizar algún esquema de soporte de frecuencia. La frecuencia presenta un rizado en el momento de que el generador convencional cambia de ser una fuente dura al modelo de generador con turbina hidráulica después de los 25 segundos de simulación. Esto debido a que dicho modelo no es capaz de mitigar el rizado de potencia activa que inyecta el aerogenerador al bus. Para los subsecuentes casos se tomará el valor medio en el rizado de frecuencia para el análisis de resultados de la simulación.

De la Figura 4.10 se observa que se presenta una frecuencia de Nadir de 54.61 Hz, un tiempo de caída de frecuencia de 6.11 s, teniendo como resultado un ROCOF de 0.882 Hz/s, mientras que el tiempo que le toma llegar al estado estable es de 51.97 s.

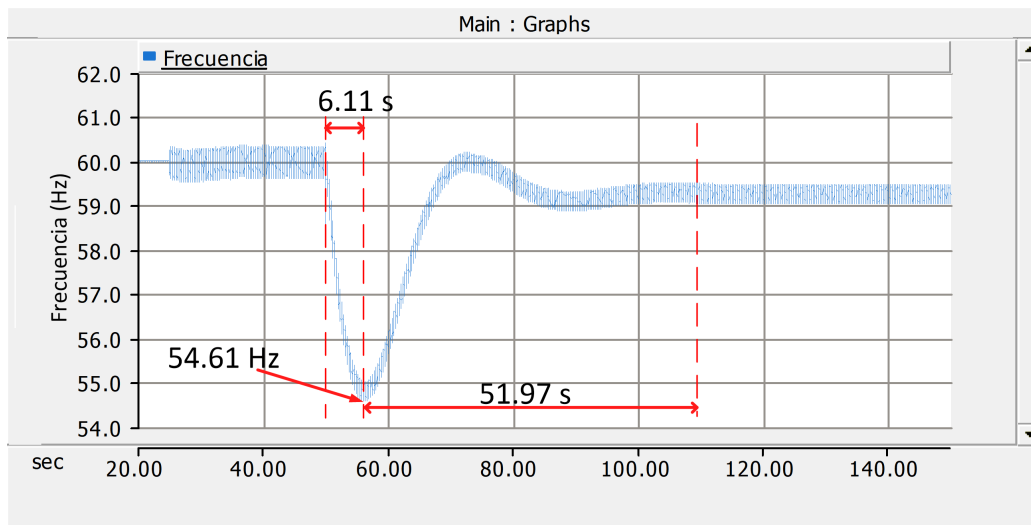


Figura 4.10: Respuesta en frecuencia con 20 % de generación convencional sin soporte de frecuencia.

En la Figura 4.11 se presenta la respuesta en frecuencia del sistema aplicando el NECA en el aerogenerador. Se observa que la frecuencia de Nadir es de 55.18 Hz, el tiempo de caída resultó de 6.09 s, mientras que el tiempo de estabilización es de 63.93 s.

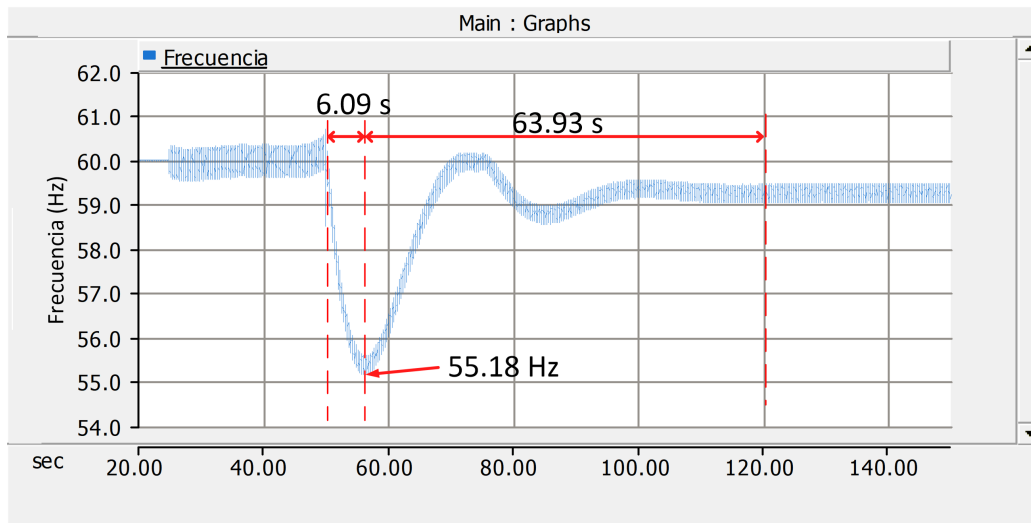


Figura 4.11: Respuesta en frecuencia con 20 % de generación eólica utilizando el NECA.

La respuesta en frecuencia de la Figura 4.12 se obtuvo a partir de utilizar la OR en el aerogenerador. En este caso se tiene que la frecuencia de Nadir es de 55 Hz, el tiempo que le tomó llegar a esa frecuencia fue de 6.1 s, mientras que alcanzar el estado estable le tomó al sistema 60.91 s.

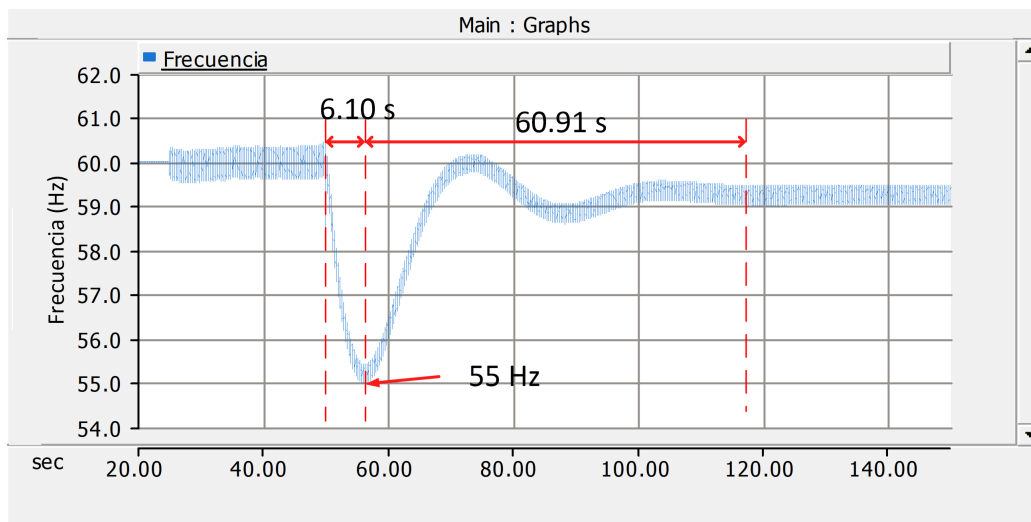


Figura 4.12: Respuesta en frecuencia con 20 % de generación eólica con OR.

4.4. Respuesta en frecuencia, caso 3: con 40 % de generación eólica

Para este caso se sustituyen dos de los cinco generadores convencionales por generadores eólicos, como se observa en la Figura 4.13, realizando un aporte del 40 % de la capacidad instalada mediante generación eólica.

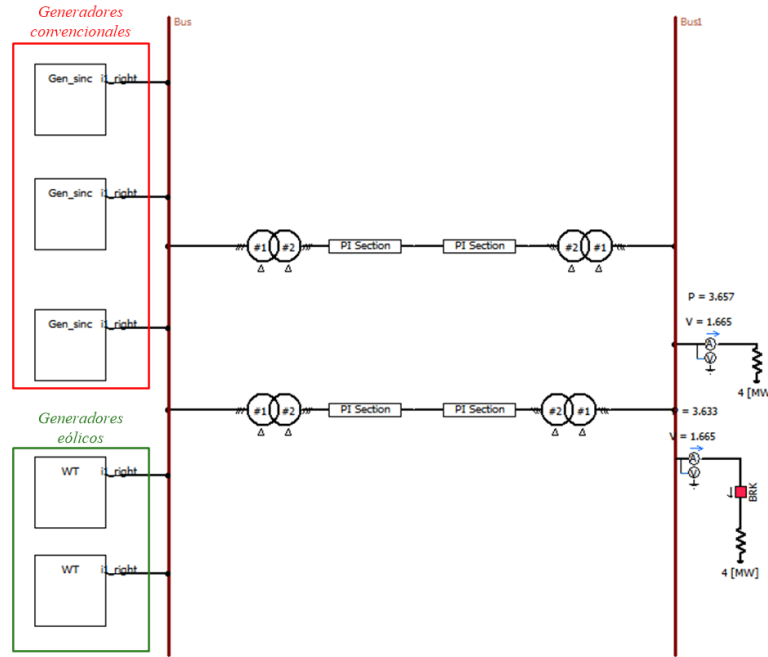


Figura 4.13: Caso de estudio con 40 % de generación eólica.

Como en el caso anterior, se obtuvo la respuesta en frecuencia del sistema sin que los dos generadores eólicos tuvieran soporte de frecuencia. Los resultados de la simulación se presentan en la Figura 4.14 y muestra que la frecuencia de Nadir es de 53.85 Hz, el tiempo en el que la frecuencia cae a su punto ínfimo es de 6.08 s, presentando un ROCOF de 1.01 Hz/s, mientras que el tiempo de estabilización es de 51.67 s.

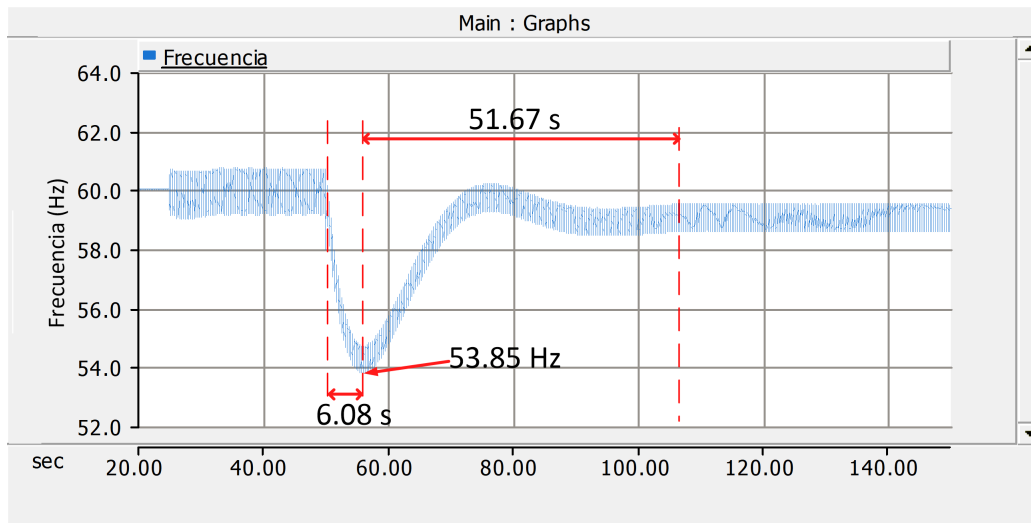


Figura 4.14: Respuesta en frecuencia con 40 % de generación eólica sin soporte de frecuencia.

En la Figura 4.15 se presenta la respuesta en frecuencia utilizando el NECA. Se tiene una frecuencia de Nadir de 55.21 Hz, un tiempo de caída de frecuencia de 6.06 s y tarda 61.39 s en alcanzar su estado estable. También se observa que el valor de estado estable es de 59.3 Hz, debido a que el bus de generación comienza a perder robustez.

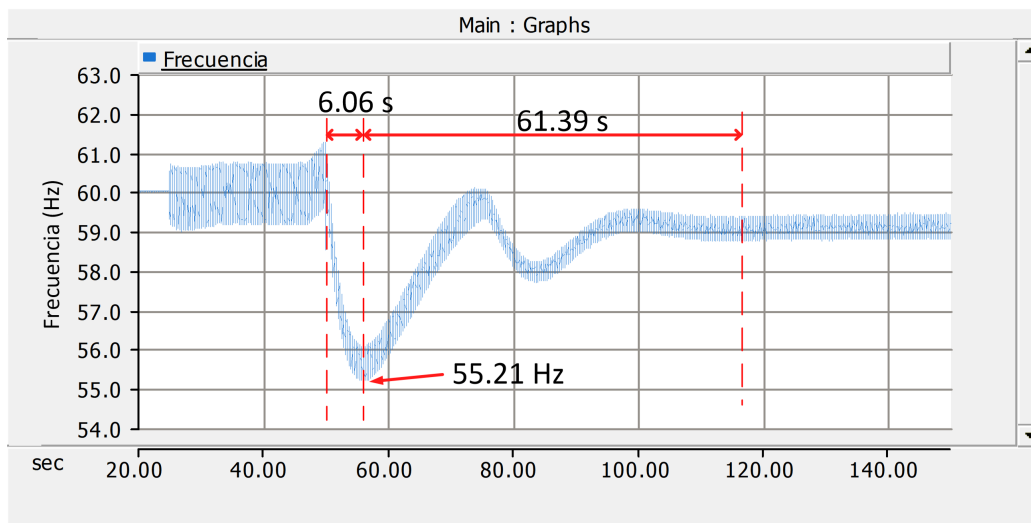


Figura 4.15: Respuesta en frecuencia con 40 % de generación eólica utilizando el NECA.

La respuesta en frecuencia mostrada en la Figura 4.16 se obtuvo al aplicar al par de generadores el esquema de OR, obteniendo como resultado una frecuencia de Nadir de

54.63 Hz, un tiempo de caída de frecuencia de 6.07 s y un tiempo de 63.93 s en alcanzar el estado estable.

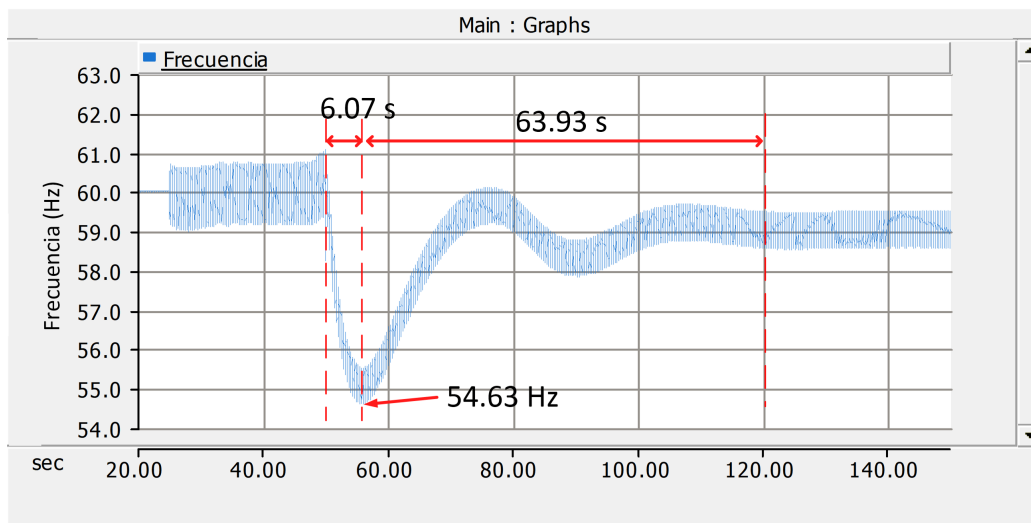


Figura 4.16: Respuesta en frecuencia con 40 % de generación eólica con OR.

4.5. Respuesta en frecuencia, caso 4: con 60 % de generación eólica

El cuarto caso de estudio consiste en la reducción a 2 generadores convencionales con la inclusión de 3 aerogeneradores eólicos aportando el 60 % de potencia instalada, tal y como se muestra en la Figura 4.17.

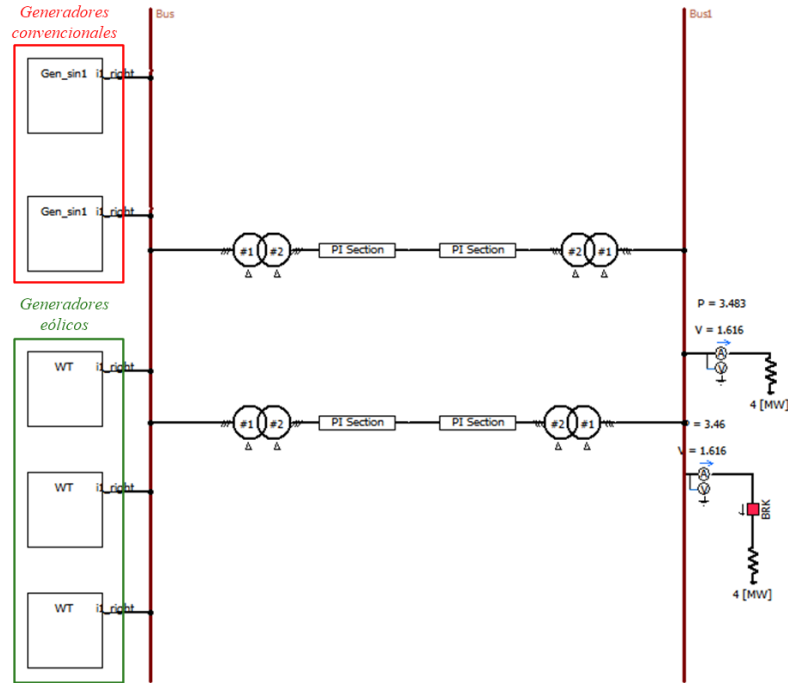


Figura 4.17: Caso de estudio con 60 % de generación eólica.

Para la primera prueba se obtuvo la respuesta en frecuencia del sistema sin que los tres generadores eólicos tuvieran soporte de frecuencia, los resultados de la simulación se presentan en la Figura 4.18. De esta figura se puede observar una frecuencia de Nadir de 52.91 Hz, un tiempo más prolongado en la caída de frecuencia siendo de 9.92 s y un tiempo mayor de estabilización con 87.46 s. Con el tiempo de caída de frecuencia y el valor del Nadir de frecuencia se tiene un ROCOF de 0.714 Hz/s.

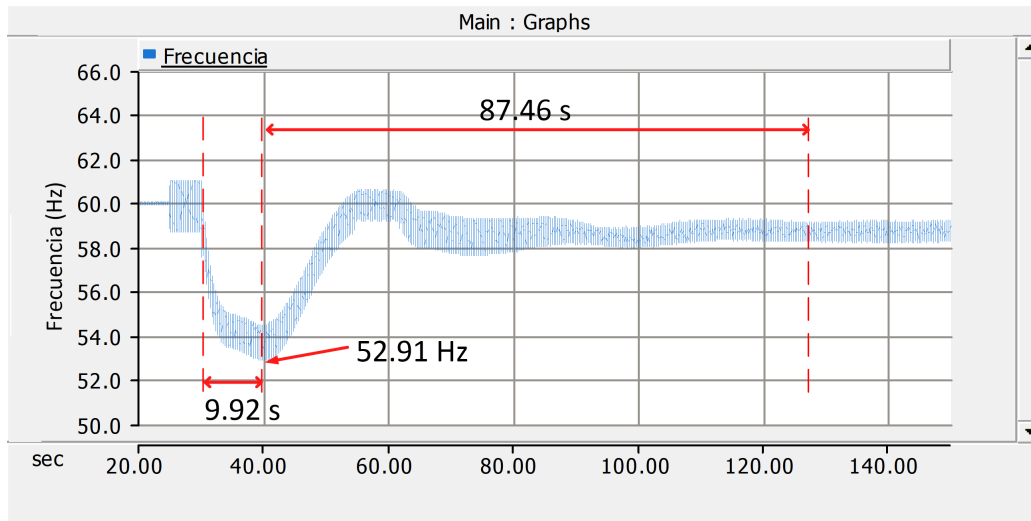


Figura 4.18: Respuesta en frecuencia con 60 % de generación eólica sin soporte de frecuencia.

Al emplear el NECA en las unidades de generación eólica se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 4.19; siendo 53.43 Hz el valor de Nadir de frecuencia, el tiempo de caída de frecuencia es de 5.23 s, mientras que el estado estable es alcanzado en un tiempo de simulación de 51.25 s.

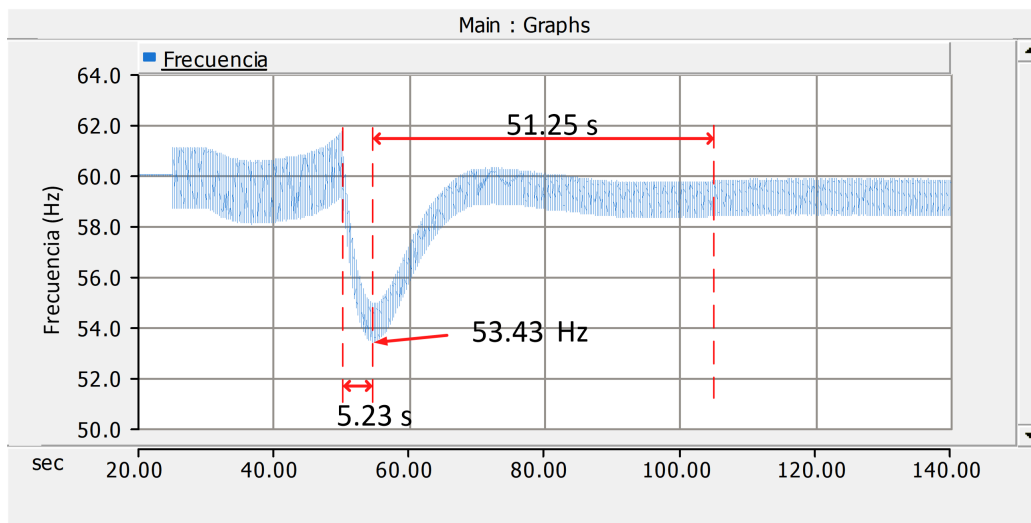


Figura 4.19: Respuesta en frecuencia con 60 % de generación eólica utilizando el NECA.

Finalmente empleando la OR en los tres generadores eólicos se obtiene una frecuencia de Nadir de 53.38 Hz, la frecuencia cae a su valor ínfimo en un tiempo de 5.79 s y llega a

su valor estable en 56.85 s, lo anterior puede ser observado en la Figura 4.20.

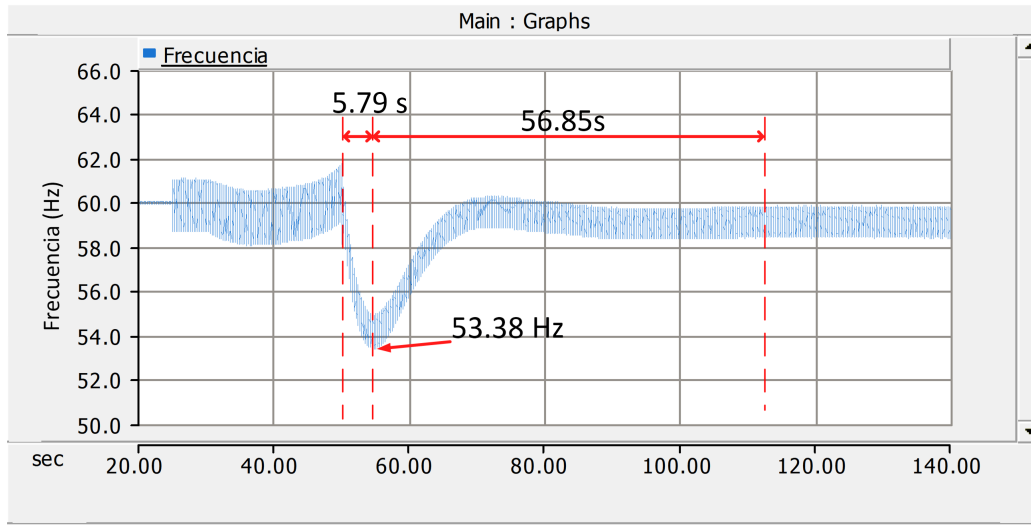


Figura 4.20: Respuesta en frecuencia con 60 % de generación eólica con OR.

4.6. Discusión de los resultados obtenidos

Los resultados obtenidos en la frecuencia de Nadir para el caso base y los casos con diferente cantidad de inclusión en potencia se resumen en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Frecuencia de Nadir en los cuatro casos de estudio.

	Sin soporte	NECA	OR
Caso 1	55.28 Hz	No aplica	No aplica
Caso 2	54.61 Hz	55.18 Hz	55.00 Hz
Caso 3	53.85 Hz	55.21 Hz	54.63 Hz
Caso 4	52.92 Hz	53.43 Hz	53.38 Hz

Considerando la frecuencia de Nadir de 55.26 Hz del caso base, en la Tabla 4.2 se muestran los porcentajes con los que el valor de frecuencia de nadir disminuyó en los tres casos, sin soporte y con ambos esquemas de soporte de frecuencia.

Tabla 4.2: Disminución en la frecuencia de Nadir.

	Sin soporte	NECA	OR
Caso 2	-1.17 %	-0.15 %	-0.47 %
Caso 3	-2.55 %	-0.09 %	-1.14 %
Caso 4	-4.23 %	-3.31 %	-3.40 %

Los resultados de la Tabla 4.2 muestran que el caso 3 con el soporte del NECA, la frecuencia cae en 0.09 % con respecto al caso base, lo anterior indica que dicho soporte fue el óptimo en todos los niveles de integración eólica. También en la tabla se muestra que el NECA obtuvo mejores resultados con respecto a la OR. Considerando que el NECA opera bajo el concepto de incorporar un extra de potencia que se puede obtener de la turbina y no de la reserva que se pueda crear al operar por debajo del MPP, como en el caso de la OR se recomienda el uso de NECA siempre y cuando el modelo de la turbina lo permita.

La Tabla 4.3 muestra el aporte de cada método en los tres casos al tomar como referencia la prueba sin soporte de frecuencia.

Tabla 4.3: Aporte en la frecuencia de cada método de soporte.

	NECA	OR
Caso 2	1.04 %	0.71 %
Caso 3	2.52 %	1.45 %
Caso 4	0.96 %	0.87 %

De los resultados se observa que con los dos métodos de soporte de frecuencia existe una mejora respectiva con el caso sin soporte de frecuencia. Como se mostró en la Tabla 4.2 y en la Tabla 4.3, el caso 3 con el NECA presentó el mejor desempeño de aporte de frecuencia debido a que en el caso 2 no se tiene el suficiente impacto positivo en la frecuencia de Nadir, ya que el porcentaje de generación eólica todavía no es tan significativo respecto al 80 % de potencia que aporta la generación convencional. Por otro lado, el sistema presentado en el caso 4 tiene la desventaja que el bus de generación es más frágil y no puede proporcionar una referencia de tensión adecuada al inversor para su control.

Otro parámetro que representa el desempeño de la respuesta en frecuencia es el ROCOF debido a que indica con qué rapidez cae la frecuencia. La Tabla 4.4 muestra el comparativo del caso base y los casos que tienen ambos soportes de frecuencia.

Tabla 4.4: ROCOF presentado en los cuatro casos de estudio.

	Sin soporte	NECA	OR
Caso 1	0.767 Hz/s	No aplica	No aplica
Caso 2	0.882 Hz/s	0.791 Hz/s	0.820 Hz/s
Caso 3	1.011 Hz/s	0.790 Hz/s	0.884 Hz/s
Caso 4	0.714 Hz/s	1.256 Hz/s	1.143 Hz/s

En la Tabla 4.4 se muestra que el soporte óptimo, el cual reduce la velocidad de caída de frecuencia, es el NECA en el caso 3 seguido del NECA en el caso 2. También se puede apreciar que ambos soportes de frecuencia reducen el tiempo de caída en el caso 4, pero mantienen un valor de frecuencia de Nadir bajo lo cual implica un ROCOF alto.

Conclusiones

En esta tesis se obtuvo el modelo completo y control de un aerogenerador tipo 4. Dicho modelo permitió el desarrollo e integración de un control externo de soporte de frecuencia, nombrado Nuevo Esquema de Control de las Aspas y una mejor integración de la Operación Reducida debido a la utilización de un convertidor rectificador y un convertidor elevador de corriente directa. El convertidor seleccionado permitió la manipulación de un solo dispositivo de conmutación controlado, en el convertidor elevador, para cambiar la referencia de corriente necesaria en ambos métodos.

El desarrollo tanto del modelado como el control convencional del aerogenerador, además del soporte de frecuencia, se realizó considerando todas las variables que se involucran en el aerogenerador para poder observar su respuesta en un sistema crítico como lo fueron los presentados en el Capítulo 4. Se consideró que el soporte de frecuencia fuera proporcional al número de generadores eólicos integrados, pero al aumentar la generación eólica, el bus de generación comenzaba a perder rigidez, lo cual provocó que la referencia de tensión en los inversores no fuera calculada en el punto de equilibrio y de esta manera no se acondicionó adecuadamente la potencia inyectada al sistema, tanto en magnitud como en porcentaje de rizo.

Los dos métodos propuestos de soporte de frecuencia y respuesta inercial presentan resultados que favorecen el soporte a razón de la hipótesis, brindando un mejor desempeño en la respuesta en frecuencia ante una perturbación, siempre que los parámetros de operación no cambien lo suficiente como para desplazar el punto de operación del convertidor. Utilizando un caso de estudio con diferentes niveles de participación en generación eólica resultó que con 40 % de aporte de energía eólica y utilizando el NECA se puede mejorar, a un punto cercano del caso convencional, la respuesta en frecuencia del sistema. La simpli-

cidad de la operación reducida puede ser utilizada en el caso de que la turbina no tenga un ángulo de las aspas físicamente alcanzable para proveer un extra de potencia al sistema.

. Trabajo futuro

De la realización del presente trabajo de investigación se desprenden trabajos que pueden realizarse de forma posterior. Algunos de los temas que pueden extender este trabajo son:

- Añadir un sistema de almacenamiento de energía que entregue potencia en el momento de la perturbación. La utilización del convertidor elevador puede resultar ventajosa al permitir un enlace de CD en el que se conecte dicho sistema de almacenamiento de energía.
- El escalamiento a un sistema de mayor potencia con acoplamiento a la red permitiría mostrar con mejor precisión el comportamiento de la respuesta en frecuencia mejorar el aporte de los diferentes métodos expuestos en este trabajo de tesis.
- Utilizar plataformas de simulación en tiempo real con dispositivos externos de control para conocer los tiempos de respuesta presentados por la planta ante las perturbaciones expuestas en esta tesis, permitiendo dar un mejor criterio para la selección del método de soporte de frecuencia.
- Profundizar en los demás esquemas de soporte de frecuencia presentados en la Sección 2.3.3, incluso utilizar el control de tensión de carga para mejorar los resultados obtenidos en el cuarto caso de estudio del Capítulo 4.
- Realizar análisis de control robusto en la interconexión de aerogeneradores en micro-redes en las cuales se plantee un soporte de frecuencia.

Bibliografía

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), Renewables Global Status Report 2009 Update, disponible en www.ren21.net.
- [2] Wagner H.J., Mathur J. (2018) Wind Energy Today. En: Introduction to Wind Energy Systems. Green Energy and Technology. Springer, Cham.
- [3] Dennis G. Shepherd, "Historical Development of the Windmill". NASA Contractor Report 4337.
- [4] E. W. Golding, "Wind energy," in Journal of the Institution of Electrical Engineers, vol. 1, núm. 2, págs. 70-72, febrero 1955.
- [5] T. S. J. Devaiah y R. T. Smith, "Generation Schemes for Wind Power Plants," en IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, vol. AES-11, núm. 4, págs. 543-550, julio 1975.
- [6] F. M. H. Khater, "Power electronics in wind energy conversion systems," IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Washington, DC, EUA, vol.3, págs. 1773-1776, 1996.
- [7] A. Mullane y M. O'Malley, "The inertial response of induction-machine-based wind turbines," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, núm. 3, págs. 1496-1503, agosto 2005.
- [8] J. E. S. d. Haan, J. Frunt y W. L. Kling, "Grid Frequency Response of Different Sized Wind Turbines," 2011 46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Soest, Alemania, págs. 1-6, 2011.

- [9] R. Azizipanah-Abarghooee, M. Malekpour, T. Dragičević, F. Blaabjerg y V. Terzija, “A Linear Inertial Response Emulation for Variable Speed Wind Turbines,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, núm. 2, págs. 1198-1208, marzo 2020.
- [10] X. Xu, L. Sun, N. An, F. Li, L. Su y X. Qin, “Simulation research of wind turbine frequency modulation based on different wind power penetration levels,” 8th Renewable Power Generation Conference (RPG 2019), Shanghai, China, págs. 1-8, 2019.
- [11] Global Wind Report 2019. Global Wind Energy Council, págs. 36,42.
- [12] Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2019 - 2033. Primera edición. CDMX: CENACE, págs. 28,29,33,34, (2019).
- [13] Reporte de Avance de Energías Limpias Primer Semestre 2018. Primera edición. CDMX: SENER, pág. 16, 2018.
- [14] P. Kundur, N. Balu y M. Lauby, *Power system stability and control*. Nueva York: McGraw-Hill, pág. 581, 2009.
- [15] A. Buckspan, J. Aho, P. Fleming, Y. Jeong y L. Pao, “Combining droop curve concepts with control systems for wind turbine active power control,” 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, CO, págs. 1-8, 2012.
- [16] E. Ela, M. Milligan, B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation”, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy. pág. 2.
- [17] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon y S. Rossignol, “A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, núm. 1, págs. 350-357, febrero 2007.
- [18] N. Jaleeli, L. S. VanSlyck, D. N. Ewart, L. H. Fink, y A. G. Hoffmann, “Understanding automatic generation control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, núm. 3, págs. 1106–1122, agosto 1992.

- [19] D. B. Eidson y M. D. Ilic, "Advanced generation control with economic dispatch," Proceedings of 1995 34th IEEE Conference on Decision and Control, New Orleans, LA, EUA, vol.4, págs. 3450-3458, 1995.
- [20] A. Banshwar, N. K. Sharma, J. Kaur Saini, Y. R. Sood y R. Shrivastava, "Sequential Procurement of Energy and Operating Reserve under Competitive Electricity Market," 2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC), Greater Noida, India, págs. 258-262, 2018.
- [21] EirGrid y SONI, "DS3 system services: Portfolio capability analysis", 2014.
- [22] J. Brisebois y N. Aubut, "Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, EUA, págs. 1-7, 2011.
- [23] Código de Red, Primera edición. CDMX, págs. 39,48, 2016.
- [24] Y. Duan y R. Harley, "Present and future trends in wind turbine generator designs," in Proc. IEEE Symp. Power Electron. Mach. Wind Appl. (PEMWA), Lincoln, NE, EUA, junio 2009.
- [25] S. Papathanassiou y M. Papadopoulos, "Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbances," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 16, núm. 4.
- [26] M. R. Khadraoui and M. Elleuch, "Comparison between OptiSlip and Fixed Speed wind energy conversion systems," 2008 5th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, Amman, págs. 1-6, 2008.
- [27] B. Hamane, M. L. Doumbia, A. M. Bouhamida y M. Benghanem, "Direct active and reactive power control of DFIG based WECS using PI and sliding mode controllers," IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Dallas, TX, págs. 2050-2055, 2008.
- [28] J. F. Conroy and R. Watson, "Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, núm. 2, págs. 649-656, mayo 2008.

- [29] Krause, P., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. y Krause, "Analysis Of Electric Machinery And Drive Systems", pág. 122.
- [30] Segui, Yolanda Acho, Leonardo Luo, Ningsu Zapateiro, Mauricio Pozo, Francesc. "Power Control Design for Variable-Speed Wind Turbines", págs. 3033-3050.
- [31] R. A. Walling, E. Gursoy y B. English, "Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults", PES T/D 2012, Orlando, FL, págs. 1-6, 2012.
- [32] A. Faulstich, J. K. Stinke y F. Wittwer, "Medium voltage converter for permanent magnet wind power generators up to 5 MW," 2005 European Conference on Power Electronics and Applications, Dresden, pág. 9, 2005.
- [33] J.-M. Kwon, B.-H. Kwon, y K.-H. Nam, "Three-phase photovoltaic system with three-level boosting MPPT control," IEEE Trans. Power Electron., vol. 23, núm. 5, págs. 2319-2327, septiembre 2008.
- [34] S. Kouro, M. Malinowski, K. Gopakumar, J. Pou, L. G. Franquelo, B. Wu, J. Rodriguez, M. A. Perez, y J. I. Leon, "Recent advances and industrial applications of multilevel converters," IEEE Trans. Power Electron., vol. 57, núm. 8, págs. 2553-2580, agosto 2010.
- [35] K. Ohyama, S. Arinaga y Y. Yamáshita, "Modeling and simulation of variable speed wind generator system using boost converter of permanent magnet synchronous generator," 2007 European Conference on Power Electronics and Applications, Aalborg, págs. 1-9, 2007.
- [36] R. Sharma, T. W. Rasmussen y B. B. Jensen, "Application of a synchronous generator with a boost converter in wind turbines: an experimental overview," in IET Renewable Power Generation, vol. 6, núm. 6, págs. 414-423, noviembre 2012.
- [37] A. Murdoch, "Control Design And Performance Analysis Of A 6 Mw Wind Turbine Generator," IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems, vol. PAS 102, núm. 5, págs. 1340-1347, mayo 1983.

- [38] S. Tammaruckwattana y K. Ohyama, “Experimental verification of variable speed wind power generation system using permanent magnet synchronous generator by boost converter circuit,” IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vienna, págs. 7157-7162, 2013.
- [39] N. Nise, Control Systems Engineering, Sexta edición. [S.l.], John Willey, 2020.
- [40] J. R. Espinoza, G. Joos y L. Moran, “Decoupled control of the active and reactive power in three-phase PWM rectifiers based on non-linear control strategies,” 30th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Record. (Cat. No.99CH36321), Charleston, SC, EUA, vol.1, págs. 131-136, 1999.
- [41] M. Persson, P. Chen, y O. Carlson, “Frequency support by wind farms in islanded power systems with high wind power penetration,” in PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble, junio 2013.
- [42] X. Wang, W. Gao, J. Wang, Z. Wu, W. Yan, V. Gevorgian, Y. Zhang, E. Muljadi, M. Kang, M. Hwang, y Y. C. Kang, “Assessment of system frequency support effect of PMSG-WTG using torque-limit-based inertial control,” en 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), septiembre 2016, pág. 1–6.

Apéndices

A. Marco de referencia $dq0$

En las máquinas rotatorias existen inductancias cuyos valores dependen de la posición del rotor, por lo tanto, las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de dicha máquina también dependen de la posición del rotor. Un cambio de variable que transforma variables trifásicas de un circuito estacionario hacia un marco arbitrario de referencia puede expresarse como [29]:

$$\begin{bmatrix} f_{qs} \\ f_{ds} \\ f_{0s} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sen\theta & \sen\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sen\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{as} \\ f_{bs} \\ f_{cs} \end{bmatrix} \quad (\text{A. 1})$$

De manera sintetizada:

$$\mathbf{K}_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sen\theta & \sen\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sen\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A. 2})$$

Por ejemplo, para el caso de una fuente trifásica balanceada con secuencia “abc” de la forma:

$$v_a = V_{pk} \sen\omega t \quad (\text{A. 3})$$

$$v_b = V_{pk} \sen\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{A. 4})$$

$$v_c = V_{pk} \sen\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{A. 5})$$

Con un ángulo $\theta = \omega t$, la transformación resulta en:

$$v_{qs} = \frac{2V_{pk}}{3} \left[\cos\theta \sin\theta + \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{A. 6})$$

Además, se sabe que:

$$\sin\phi \cos\phi = \frac{1}{2} \sin(2\phi) \quad (\text{A. 7})$$

Y considerando que:

$$\frac{1}{2} \sin(2\theta) + \frac{1}{2} \sin\left(2\theta - \frac{4\pi}{3}\right) + \frac{1}{2} \sin\left(2\theta + \frac{4\pi}{3}\right) = 0 \quad (\text{A. 8})$$

La tensión en el marco de referencia q resulta:

$$v_{qs} = 0 \quad (\text{A. 9})$$

Mientras que v_{ds} resulta:

$$v_{ds} = \frac{2V_{pk}}{3} \left[\sin^2\theta + \sin^2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + \sin^2\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{A. 10})$$

Utilizando la identidad:

$$\sin^2\phi = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos(2\phi) \quad (\text{A. 11})$$

La tensión v_{ds} se simplifica a:

$$v_{ds} = \frac{2V_{pk}}{3} \left[\frac{3}{2} - \cos(2\theta) - \cos\left(2\theta - \frac{4\pi}{3}\right) - \cos\left(2\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] = V_{pk} \quad (\text{A. 12})$$

Finalmente, se puede observar que, debido al balance de la fuente, la componente cero del marco de referencia es:

$$v_{0s} = 0 \quad (\text{A. 13})$$

Si se sigue el mismo desarrollo se puede demostrar que para el caso de una fuente trifásica balanceada cosenoidal las tensiones $v_{qs} = V_{pk}$ y $v_{ds} = 0$.

En el caso de elementos pasivos, para un circuito resistivo trifásico se tiene que:

$$\mathbf{v}_{abc} = \mathbf{r}_s \mathbf{i}_{abc} \quad (\text{A. 14})$$

Utilizando la transformación:

$$\mathbf{v}_{qd0} = \mathbf{K}_s \mathbf{r}_s (\mathbf{K}_s)^{-1} \mathbf{i}_{qd0} = \mathbf{r}_s \mathbf{i}_{qd0} \quad (\text{A. 15})$$

Para el caso de un circuito inductivo trifásico, de la forma:

$$\mathbf{v}_{abc} = p \lambda_{abc} \quad (\text{A. 16})$$

Siendo p el operador derivativo d/dt , λ el enlace de flujo magnético y utilizando la transformación:

$$\mathbf{v}_{qd0s} = \mathbf{K}_s p [(\mathbf{K}_s)^{-1} \lambda_{qd0s}] \quad (\text{A. 17})$$

Utilizando la regla del producto derivativo:

$$\mathbf{v}_{qd0s} = \mathbf{K}_s p [(\mathbf{K}_s)^{-1}] \lambda_{qd0s} + \mathbf{K}_s (\mathbf{K}_s)^{-1} p \lambda_{qd0s} \quad (\text{A. 18})$$

Donde la primera derivada resulta en:

$$p [(\mathbf{K}_s)^{-1}] = \omega \begin{bmatrix} -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ -\sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & 0 \\ -\sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A. 19})$$

Al pre-multiplicar lo anterior por $\mathbf{K}_s$ y utilizando las identidades trigonométricas mostradas anteriormente se tiene:

$$\mathbf{K}_s p [(\mathbf{K}_s)^{-1}] = \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A. 20})$$

Finalmente los términos de tensión en el marco $dq0$ resultan en:

$$v_q = \omega \lambda_d + \frac{d}{dt} \lambda_q \quad (\text{A. 21})$$

$$v_d = -\omega \lambda_q + \frac{d}{dt} \lambda_d \quad (\text{A. 22})$$

$$v_0 = \frac{d}{dt} \lambda_0 \quad (\text{A. 23})$$

Para un circuito trifásico capacitivo, donde q representa la carga en el capacitor, se tiene la siguiente expresión de corriente en el capacitor:

$$\mathbf{i}_{abc} = p \mathbf{q}_{abc} \quad (\text{A. 24})$$

Utilizando la transformación se tiene:

$$\mathbf{i}_{qd0} = \mathbf{K}_s p [(\mathbf{K}_s)^{-1} q_{qd0}] \quad (\text{A. 25})$$

Siguiendo los pasos presentados en el circuito inductivo, las ecuaciones de corriente en el capacitor en el marco $qd0$ son:

$$i_q = \omega q_d + \frac{d}{dt} q_q \quad (\text{A. 26})$$

$$i_d = -\omega q_q + \frac{d}{dt} q_d \quad (\text{A. 27})$$

$$i_0 = \frac{d}{dt} q_0 \quad (\text{A. 28})$$

B. Parámetros de simulación del convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor

La Tabla B.1 muestra los parámetros de simulación para la validación del modelo del convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor presentado en la Sección 3.4.3.

Tabla B. 1: Parámetros de simulación.

Voltaje de línea de entrada	690 V
Índice de modulación (rectificador)	0.9
Índice de modulación (inversor)	0.93
Frecuencia de conmutación (rectificador)	900 Hz
Frecuencia de conmutación (inversor)	1260 Hz
Frecuencia de conmutación (convertidor)	1000 Hz
Inductancia de entrada (L_s)	1 mH
Resistencia de entrada (R_s)	0.2 Ω
Capacitor de entrada (conv. elevador)	2500 μF
Inductor (conv. elevador)	100 mH
Capacitor de salida (conv. elevador)	2500 μF
Inductancia de salida (L_r)	200 mH
Resistencia de salida (R_r)	0.1 Ω
Impedancia de carga	100 Ω
Ciclo de trabajo del convertidor	0.5

C. Eigenvalores para el esquema de control de las aspas de la turbina

La Tabla C.1 muestra los eigenvalores obtenidos para el sistema de control mostrado en la Sección 3.5.1.

Tabla C. 1: Eigenvalores para el esquema de control de las aspas de la turbina.

Eigenvalor	Lazo abierto	Lazo cerrado (Sistema completo)
1,2	$-0.97 \pm j15.9$	$-1.29 \pm j16.3$
3	-15.1	-14.8
4,5	$-6.3 \pm j0.204$	$-9.16 \pm j7.25$
6,7	$-0.32 \pm j0.99$	$-1.17 \pm j1.6$
8	0	-0.47
9	0	-0.16

D. Parámetros de simulación de la turbina eólica y generador síncrono

La Tabla D.1 muestra los parámetros de simulación para la turbina y el generador síncrono de imanes permanentes utilizados en esta investigación.

Tabla D. 1: Parámetros de simulación de la turbina y generador.

Potencia base	3 MVA
Tensión base	1.345 kV
Frecuencia base	60Hz
Número de polos	2
Momento de inercia	2 p.u.
r_s	0.17Ω
L_d	0.55Ω
L_q	1.11Ω
L_{kd}	0.62Ω
L_{kq}	1.175Ω
r_{kd}	0.055Ω
r_{kq}	0.183Ω
L_{ls}	0.064Ω

E. Parámetros de simulación del convertidor rectificador con convertidor elevador e inversor

La Tabla E.1 muestra los parámetros de simulación utilizados en la simulación del convertidor de potencia completa.

Tabla E. 1: Parámetros de simulación.

Frecuencia de conmutación (conv. elevador)	900 Hz
Inductancia de entrada (conv. elevador)	9.1646 mH
Capacitor de salida (conv. elevador)	8.42 mF
Frecuencia de conmutación (inversor)	1.2 kHz
Inductancia de red	2.2 mH
Resistencia de red	0.05 Ω
Tensión de red	1.8 kV