



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Análisis de estabilidad transitoria en  
SMBI con la integración de un sistema  
eólico basado en el generador  
síncrono de imanes permanentes**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Oscar Eduardo Carranza Salazar

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Rubén Tapia Olvera



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023**

# Agradecimientos

A Dios, por darme el regalo de la vida.

A mi madre, Alicia Salazar López, por confiar siempre en mí, por estar conmigo en los momentos más difíciles y por darme lo mejor de ella. Y a mi padre, Eduardo Carranza Torres, por motivarme a ser cada día mejor, por las enseñanzas que me ha dado, además de que tuve el honor de haber sido su alumno en la Facultad de Ingeniería.

A mi hermana, Alicia, por compartir conmigo tantas experiencias y por su confianza.

A mis abuelos, Josefina y Víctor, por sus sabios consejos y por su gran amor.

A Ana Castillo, por su incondicional cariño, por todo lo que me ha aportado y por ser el motor de mi vida.

A mis amigos, en especial a Guillermo, Miguel Ángel, José David, Luis Arturo, Diego, Gustavo Alejandro, Isaac, José Luis y Karina, por formar parte de esta etapa en la universidad y por permitirme compartir momentos únicos.

A mi tutora, la Ing. Luciralia Hernández, por todo su apoyo a lo largo de la carrera.

A los ingenieros Alberto Cañamar, Ángel Aranda, Juan Fernández, Jorge Guevara, Jaisiel Quintero, Luis Valdivia, Manuel Picos y Jovany Jimenez, por haberme permitido ser parte de su equipo de trabajo durante la realización de mis prácticas profesionales.

A mis compañeros tesisistas, Ing. Adrián Flores, Ing. Martín Díaz y M.I. Osvaldo Romero, así como al M.I. Jesús H. Sánchez, a la Ing. Andrea Arroyo, al Ing. Miguel Vázquez y a Stephanie Aparicio, quienes estuvieron acompañándome en este proceso, por transmitirme su pasión por la ingeniería eléctrica electrónica, por su gran ayuda y por su amistad.

Al comité de sinodales, conformado por el M.C. Milton Huesca, el Dr. Mario R. Arrieta Paterina, el Dr. Vicente Torres y el Dr. Luis M. Castro, por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo y por sus valiosas aportaciones.

Al Dr. Rubén Tapia Olvera, por su gran apoyo y tiempo a lo largo de este proyecto, por su paciencia y enseñanzas, y por haberme impulsado en mi desarrollo profesional.

A mi *álma mater*, la Universidad Nacional Autónoma de México, y a la Facultad de Ingeniería, de las cuales estoy orgulloso de haber formado parte, por la educación que me brindaron para formarme íntegramente como ingeniero.

A la Dirección de Becas y Enlace con la Comunidad de la Dirección General de Orientación y Atención Educativa por la beca recibida durante la realización de este trabajo.

# Resumen

En este trabajo se presenta el análisis de estabilidad transitoria del sistema máquina - bus infinito (SMBI). En una primera instancia, se considera una planta de generación convencional y, posteriormente, un sistema eólico basado en el generador síncrono de imanes permanentes. En ambos casos se simula una falla de cortocircuito trifásica en la red de transmisión y se evalúa el impacto de esta perturbación en la estabilidad transitoria del sistema.

Se explica la definición y clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia y se formula la metodología para el análisis de estabilidad transitoria. En el análisis del SMI con una planta de generación convencional se utiliza el modelo transitorio del generador síncrono y un modelo de primer orden de su sistema de excitación estático. Para diferentes valores de potencia activa del generador en estado estable, se somete el sistema a una falla de cortocircuito trifásica, considerando en cada caso el tiempo crítico de liberación de falla.

Se analiza el esquema de operación de máxima extracción de potencia de los sistemas eólicos que utilizan una turbina de eje horizontal acoplada a un generador síncrono de imanes permanentes. Se obtienen curvas de desempeño que relacionan las variables de velocidad del viento, potencia de la turbina y velocidad angular del eje de la turbina. Además, se utilizan modelos que se presentan en la literatura consultada para demostrar el esquema de operación de máxima extracción de potencia del aerogenerador con un perfil de entrada de viento.

Mediante software de simulación se evalúa la estabilidad transitoria del SMI con un sistema eólico basado en el generador síncrono de imanes permanentes utilizando los modelos del generador y el convertidor propios del software. Para diferentes valores de velocidad de viento, se somete el sistema a una falla de cortocircuito trifásica, considerando en cada caso el tiempo crítico de liberación de falla. Además, se comparan dos estrategias de control en el convertidor lado red (inversor) del sistema eólico: regulación de intercambio de potencia reactiva con la red y regulación de la magnitud de tensión del nodo de interconexión. Finalmente, se evalúa el impacto que tienen estas estrategias en la estabilidad transitoria del sistema de potencia.

# Índice general

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
1.1	Antecedentes . . . . .	1
1.1.1	Parques eólicos . . . . .	2
1.1.2	Capacidad instalada de sistemas eólicos en México y en el mundo . . . . .	3
1.2	Descripción del problema . . . . .	5
1.3	Hipótesis . . . . .	6
1.4	Objetivos . . . . .	6
1.5	Justificación . . . . .	7
1.6	Estado del arte . . . . .	7
1.7	Estructura de la tesis . . . . .	9
<b>2</b>	<b>Estudios de la operación y planeación de sistemas eléctricos de potencia</b>	<b>10</b>
2.1	Generador síncrono . . . . .	11
2.2	Análisis en estado estable . . . . .	13
2.2.1	Representación de la topología de la red eléctrica . . . . .	14
2.2.2	Relevancia del estudio de flujos de potencia . . . . .	14
2.3	Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia . . . . .	17
2.4	Análisis dinámico . . . . .	19
2.4.1	Selección de los modelos dinámicos del generador síncrono para estudios de estabilidad transitoria . . . . .	20
2.4.2	Representación de la topología de la red eléctrica por medio de la matriz de admitancias reducida . . . . .	23
2.4.3	Cálculo de condiciones iniciales . . . . .	24
2.4.4	Situaciones severas de operación . . . . .	25
2.5	Caso de estudio: análisis de estabilidad transitoria en SMBI con generación convencional . . . . .	26
2.5.1	Análisis en estado estable . . . . .	27
2.5.2	Condiciones iniciales . . . . .	29
2.5.3	Análisis dinámico . . . . .	30
2.6	Conclusiones . . . . .	33
<b>3</b>	<b>Operación de sistemas eólicos con turbina de eje horizontal basados en el PMSG</b>	<b>34</b>
3.1	Tipos de aerogeneradores . . . . .	35
3.1.1	Clasificación según la orientación de su eje de rotación . . . . .	36
3.1.2	Clasificación según su diámetro y potencia nominal . . . . .	37

3.1.3	Clasificación según la ubicación donde son instalados . . . . .	37
3.2	Partes de un aerogenerador . . . . .	37
3.3	Proceso de conversión de energía en un aerogenerador con HAWT . . . . .	39
3.3.1	Potencia eólica . . . . .	40
3.3.2	Potencia extraída por la turbina eólica . . . . .	40
3.3.3	Transmisión de potencia mecánica en la caja de engranajes . . . . .	43
3.3.4	Transformación de energía en el generador eléctrico . . . . .	43
3.3.5	Acondicionamiento de variables eléctricas . . . . .	45
3.3.6	Control de potencia extraída del viento por la turbina eólica . . . . .	47
3.4	Caso de estudio: curvas de desempeño de una turbina eólica que se acopla a un PMSG	48
3.5	Conclusiones . . . . .	51
<b>4</b>	<b>Integración de un sistema eólico basado en el PMSG en el análisis dinámico de SMBI</b>	<b>52</b>
4.1	Representación de sistemas eólicos con PMSG para evaluar dinámica . . . . .	54
4.1.1	Modelo de la turbina y el generador . . . . .	54
4.1.2	Esquema de control para la máxima extracción de potencia . . . . .	55
4.1.3	Modelo del control del ángulo de inclinación de las aspas . . . . .	56
4.2	Caso de estudio: máxima extracción de potencia de sistema eólico con PMSG . . . . .	57
4.2.1	Análisis en estado estable y condiciones iniciales . . . . .	58
4.2.2	Análisis dinámico . . . . .	59
4.3	Caso de estudio: análisis de SMBI con WECS ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica . . . . .	60
4.3.1	Análisis en estado estable . . . . .	62
4.3.2	Análisis dinámico . . . . .	62
4.4	Discusión del desempeño de sistemas de generación convencional y eólicos . . . . .	66
4.5	Conclusiones . . . . .	67
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>68</b>
<b>A</b>	<b>Parámetros y circuitos equivalentes de los componentes</b>	<b>71</b>
	<b>Referencias</b>	<b>75</b>

# Índice de figuras

Figura 1.1:	Parques eólicos: (a) Oaxaca IV, (b) Moray East. . . . .	3
Figura 1.2:	Evolución de la capacidad instalada de sistemas eólicos en el mundo. . . . .	4
Figura 1.3:	Países con mayor capacidad instalada de sistemas eólicos a finales del 2021. . . . .	4
Figura 1.4:	Evolución de la capacidad instalada de sistemas eólicos en México. . . . .	5
Figura 2.1:	Diagrama de bloques de unidad de generación en una planta generadora. . . . .	13
Figura 2.2:	Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia. . . . .	18
Figura 2.3:	Circuito equivalente en secuencia positiva del estator del generador síncrono. . . . .	20
Figura 2.4:	Diagrama de bloques de sistema de excitación estático de primer orden. . . . .	22
Figura 2.5:	Diagrama unifilar del sistema máquina-bus infinito. . . . .	26
Figura 2.6:	Transferencias de potencia en el SMBI. . . . .	28
Figura 2.7:	Interacción de los componentes en el sistema de prueba para (a) el estudio en estado estable, (b) cálculo de condiciones iniciales. . . . .	29
Figura 2.8:	Variables de interés del SEP ante una falla de cortocircuito de 15 ciclos en el bus 3: (a) <i>ángulo interno</i> del generador, (b) potencia activa del generador, (c) velocidad angular del rotor del generador, (d) tensión del circuito de campo del generador, (e) magnitud de tensión en bus 2, (f) magnitud de tensión en bus 3. . . . .	31
Figura 2.9:	Variables de interés del sistema de potencia ante una falla de cortocircuito de 15 ciclos, 27 ciclos y 28 ciclos en el bus 3: (a) <i>ángulo interno</i> del generador, (b) potencia activa del generador. . . . .	32
Figura 3.1:	Variación de la velocidad del viento en un $\Delta t$ de: (a) 10 minutos, (b) 1 hora, (c) 8 horas, (d) 2 días, (e) 15 días, (f) 100 días. . . . .	35
Figura 3.2:	Aerogeneradores con turbinas de eje horizontal de 2 y 3 aspas. . . . .	36
Figura 3.3:	Partes de un aerogenerador: (a) tipo terrestre con turbina de eje horizontal, (b) con turbina de eje vertical tipo Darrieus. . . . .	38
Figura 3.4:	Proceso de conversión de energía en un aerogenerador con turbina de eje horizontal. . . . .	39
Figura 3.5:	Comparación de curva de potencia eólica de entrada a la turbina $P_w$ y curva de desempeño de potencia de salida de la turbina $P_{tur}$ bajo esquema de máxima extracción de potencia (MPPT). . . . .	42
Figura 3.6:	Rectificador con puente de diodos, convertidor Boost y fuente convertidora de tensión. . . . .	45
Figura 3.7:	Fuentes convertidoras de tensión en arreglo espalda con espalda. . . . .	45
Figura 3.8:	Operación PWM en IGBT: (a) señales moduladoras y señal portadora, (b) tensión aplicada a las compuertas de los IGBT. . . . .	46

Figura 3.9:	Controles en aerogeneradores con HAWT (a) giro de las aspas de la turbina, (b) sistema de orientación. . . . .	47
Figura 3.10:	Familia de curvas del <i>coeficiente de potencia</i> con respecto a la velocidad relativa para diferentes valores de ángulo de inclinación de las aspas. . . . .	48
Figura 3.11:	Familia de curvas de <i>coeficiente de potencia</i> respecto a velocidad angular de la turbina para diferentes valores de velocidad del viento. . . . .	49
Figura 3.12:	Familia de curvas de potencia de la turbina con respecto a la velocidad angular del eje de la turbina y para diferentes valores de velocidad del viento. . . . .	49
Figura 3.13:	Curvas de desempeño la turbina para esquema MPPT: (a) máxima extracción de potencia con respecto a la velocidad de viento, (b) máxima extracción de potencia con respecto a la velocidad angular del eje de la turbina, (c) velocidad angular del eje de la turbina con respecto a la velocidad de viento. . . . .	51
Figura 4.1:	Estrategias de control de sistemas eólicos con PMSG. . . . .	53
Figura 4.2:	Control de la máxima extracción de potencia mediante el par electromagnético inducido del generador. . . . .	55
Figura 4.3:	Control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina eólica. . . . .	56
Figura 4.4:	Turbina eólica acoplada a un PMSG. . . . .	58
Figura 4.5:	Variables de interés del sistema eólico: (a) velocidad del viento, (b) velocidad angular del eje de la turbina, (c) potencia de la turbina, (d) potencia activa de salida del generador, (e) <i>coeficiente de potencia</i> , (f) ángulo de inclinación de las aspas de la turbina. . . . .	60
Figura 4.6:	Diagrama unifilar del sistema de prueba máquina-bus infinito con un sistema eólico con PMSG. . . . .	61
Figura 4.7:	Variables del sistema eólico y del SMBI sometido a una falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 con duración de 11 ciclos de la frecuencia nominal del sistema: (a) velocidad angular del eje de la turbina, (b) potencia activa del generador, (c) magnitud de tensión en bus 2, (d) potencia reactiva del generador. . . . .	63
Figura 4.8:	Variables del sistema eólico y del SMBI sometido a una falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 con duración de 13 ciclos de la frecuencia nominal del sistema: (a) velocidad angular del eje de la turbina, (b) potencia activa del generador, (c) magnitud de tensión en bus 2, (d) potencia reactiva del generador. . . . .	64
Figura A.1:	Circuitos equivalentes en secuencia positiva de transformadores eléctricos: (a) modelo simplificado, (b) modelo simplificado generalizado con cambios de tap. . . . .	74
Figura A.2:	Circuitos equivalentes en secuencia positiva de líneas de transmisión: (a) modelo línea corta, (b) modelo Pi línea media. . . . .	74

# Índice de tablas

2.1	Tipos de buses en un sistema eléctrico de potencia. . . . .	15
2.2	Resultados de estudio de flujos de potencia. . . . .	27
2.3	Variación del tiempo de falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 del sistema de potencia. . . . .	32
2.4	Variación de la potencia activa en estado estable del generador y su impacto en el tiempo crítico de liberación de falla y corriente máxima de falla ante una falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 del sistema de potencia. . . . .	33
3.1	Clasificación de turbinas eólicas según el diámetro que forman las aspas y su potencia nominal. . . . .	37
4.1	Impacto en el tiempo crítico de liberación de falla y en la corriente máxima de falla para diferentes valores de velocidad de viento en el sistema eólico ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en el bus 3. . . . .	65
A.1	Principales parámetros de generador síncrono de central termoeléctrica. . . . .	71
A.2	Principales parámetros del sistema de excitación estático. . . . .	72
A.3	Principales características de turbina eólica empleada con PMSG. . . . .	72
A.4	Parámetros de diseño de una turbina eólica de velocidad angular variable. . . . .	72
A.5	Principales características de PMSG empleado en sistemas eólicos. . . . .	73
A.6	Principales parámetros del sistema de control de máxima extracción de potencia. . .	73
A.7	Principales parámetros del sistema de control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina. . . . .	73

# Acrónimos

AC	corriente alterna ( <i>alternating current</i> )
AVR	regulador automático de tensión ( <i>automatic voltage regulator</i> )
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
DC	corriente directa ( <i>direct current</i> )
DFIG	generador de inducción doblemente alimentado ( <i>doubly-fed induction generator</i> )
HAWT	turbinas de eje horizontal ( <i>horizontal axis wind turbine</i> )
GyCEI	gases y compuestos de efecto invernadero
IEA	Agencia Internacional de la Energía ( <i>International Energy Agency</i> )
IGBT	transistor bipolar de compuerta aislada ( <i>insulated gate bipolar transistor</i> )
MPPT	seguimiento del punto de máxima extracción de potencia eólica ( <i>maximum power point tracking</i> )
PMSG	generador síncrono de imanes permanentes ( <i>permanent magnet synchronous generator</i> )
PSS	estabilizador de sistema de potencia ( <i>power system stabilizer</i> )
PWM	modulación por ancho de pulso ( <i>pulse-width modulation</i> )
SEP	sistema eléctrico de potencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SMBI	sistema máquina - bus infinito
VAWT	turbinas de eje vertical ( <i>vertical axis wind turbine</i> )
VSC	fuentes convertidoras de tensión ( <i>voltage-sourced converter</i> )
VSWT	sistemas eólicos con turbinas de velocidad angular variable ( <i>variable speed wind turbine</i> )
WECS	sistemas eólicos ( <i>wind energy conversion systems</i> )

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

El suministro confiable, asequible y sostenible de energía eléctrica es crucial para el desarrollo en la vida de las personas y el progreso de los países. Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) representan alrededor del 80 % en la participación de la generación de energía eléctrica actualmente a nivel mundial [1]. Estos combustibles son los principales agentes causantes del calentamiento global debido a que provocan la emisión de gases y compuestos de efecto invernadero (GyCEI), entre ellos, dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ) y óxido de nitrógeno ( $N_2O$ ) [2]. De manera natural, los GyCEI son agentes que regulan la entrada y salida de radiación solar en la superficie de la Tierra, lo cual da como consecuencia que se mantenga el equilibrio en la temperatura de la superficie del planeta. Sin embargo, el incremento en la concentración de estos gases y compuestos ha provocado un aumento en la temperatura del planeta y, por consiguiente, sequías en zonas fértiles, inundaciones en ciudades costeras, alteraciones en los ecosistemas, entre otros efectos adversos.

Debido a la tasa de crecimiento de la población a nivel mundial, se estima que para 2050 la población mundial será alrededor de 9 mil millones de personas [2]. Igualmente, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) [3], la tasa promedio de crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica es de entre el 2.4 % y 2.7 %. Por lo tanto, se necesitará mayor número de plantas generadoras para satisfacer la demanda de los usuarios, y es según la disponibilidad de recursos en cada región que la energía eléctrica tenga su origen de diversas fuentes.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y el Acuerdo de París son acuerdos internacionales en los cuales se establece reducir la emisión de GyCEI. Esto ha exigido cambios en la matriz energética mundial y ha dado como resultado una transición energética mediante la integración de fuentes de energía renovable en las redes eléctricas. Entre las principales ventajas, destacan el aprovechamiento de fuentes de energías limpias según su disponibilidad, depender menos de las fuentes de combustible provenientes de otros países, diversificación de las fuentes de energía, mayor conservación del agua, y reducción en los procesos de fracturación hidráulica. Sin embargo, también existen problemáticas asociadas con la integración de estas fuentes de energía renovable en las redes eléctricas, las cuales se describen a lo largo de este documento.

De acuerdo con [4, 5], se estima que de continuar con los esfuerzos en la interconexión de generación de energía eléctrica por medio de fuentes de energías renovables, para 2050 se tenga que estas fuentes provean entre el 50 % y 60 % de la energía eléctrica mundial, permitiendo una reducción considerable en la emisión de GyCEI. De entre todas las fuentes de energía renovable, la energía solar y la energía eólica son, de manera general, las más abundantes en el planeta; además, son de las que mayor investigación se ha realizado y de las que se tiene una proyección de crecimiento mayor en su capacidad instalada en todo el mundo. Este documento se centra exclusivamente en el aprovechamiento de la energía eólica para su conversión en energía eléctrica por medio de sistemas eólicos (WECS por sus siglas en inglés).

### 1.1.1. Parques eólicos

Un parque eólico es un conjunto de aerogeneradores que cubren una determinada área en tierra o mar, y que tienen como principal objetivo captar energía eólica para su conversión a energía eléctrica [6]. Un criterio para poder evaluar si una determinada región, y a una cierta altura sobre el nivel de piso (o de la superficie del mar), es adecuada para la instalación de aerogeneradores es que la densidad de potencia eólica promedio sea de al menos  $400 \text{ W m}^{-2}$  [6-8]. Existen diversos estándares, especificaciones y regulaciones técnicas de carácter internacional relacionados con el diseño, operación y monitoreo de aerogeneradores en parques eólicos, los cuales deben ser utilizados como guías ya que han sido validados por profesionistas expertos en el área [6, 9]. Un ejemplo de parque eólico terrestre es *Oaxaca IV* (Figura 1.1a), ubicado en Oaxaca, México; cuenta con 68 aerogeneradores y tiene una capacidad nominal instalada de 102 MW. Y un ejemplo de parque eólico marítimo es *Moray East* (Figura 1.1b), ubicado en la costa de Escocia; cuenta con 100 aerogeneradores y tiene una capacidad nominal instalada de 950 MW.



Figura 1.1: Parques eólicos: (a) Oaxaca IV [10], (b) Moray East [11].

### 1.1.2. Capacidad instalada de sistemas eólicos en México y en el mundo

Es posible evaluar el porcentaje de participación de centrales eólicas en un sistema eléctrico de potencia a partir de la energía eléctrica que estas entregan, o bien, de acuerdo con su capacidad instalada. Este último criterio es el que se considera ya que este enfoque es independiente de la potencia eólica extraída. Las primeras turbinas eólicas fueron utilizadas para proveer energía mecánica para el bombeo de agua y moler granos de trigo, y fue a principios del siglo XX que empezaron a desarrollarse turbinas eólicas para la generación de energía eléctrica. Desde finales de la década de 1990, la energía eólica se ha mantenido como una de las fuentes de energía renovable más importantes en todo el mundo [12].

La capacidad instalada de sistemas eólicos terrestres y marítimos a nivel mundial ha tenido un importante desarrollo en los últimos años. La Figura 1.2 muestra su evolución de 2017 a 2021; tomando como base los datos del 2017, para 2021 la capacidad instalada de sistemas eólicos marítimos aumentó cerca del triple, mientras que los terrestres aumentaron alrededor de 1.5 veces [13]. La Figura 1.3 presenta los 10 países con mayor capacidad instalada de sistemas eólicos para finales del 2021. Resaltando el caso de China, este país tiene una capacidad instalada de más del doble de EUA, que es el segundo país con mayor capacidad instalada [13, 14]. Un caso de especial interés es el de Dinamarca (con 4870 MW de capacidad instalada en sistemas eólicos terrestres y 2308 MW en marítimos [14]), que a pesar de no aparecer en la Figura 1.3, aproximadamente, el 44 % de su demanda de energía eléctrica en 2021 se satisfizo mediante energía eólica. Esto hizo que Dinamarca fuera uno de los países con mayor participación de energías renovables en su sistema eléctrico [14].

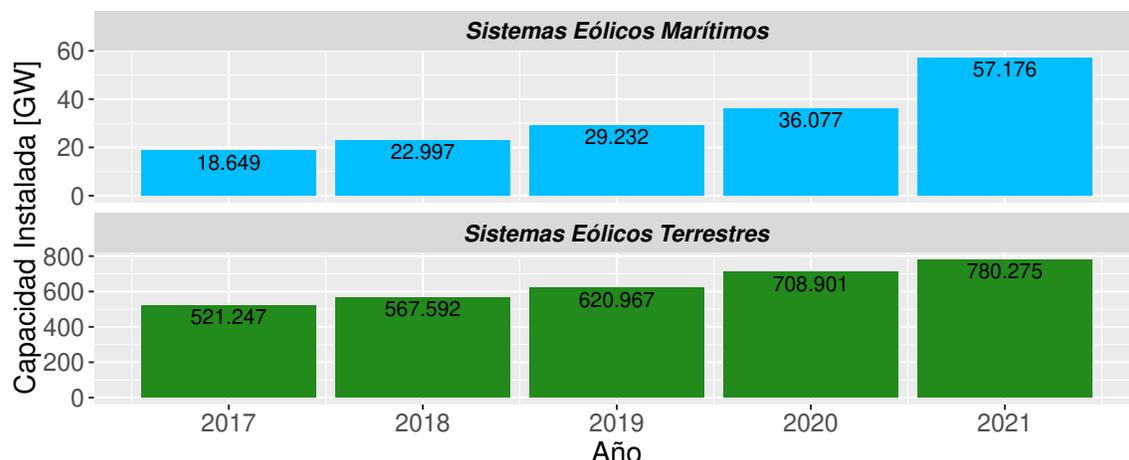


Figura 1.2: Evolución de la capacidad instalada de sistemas eólicos en el mundo [13, 15].

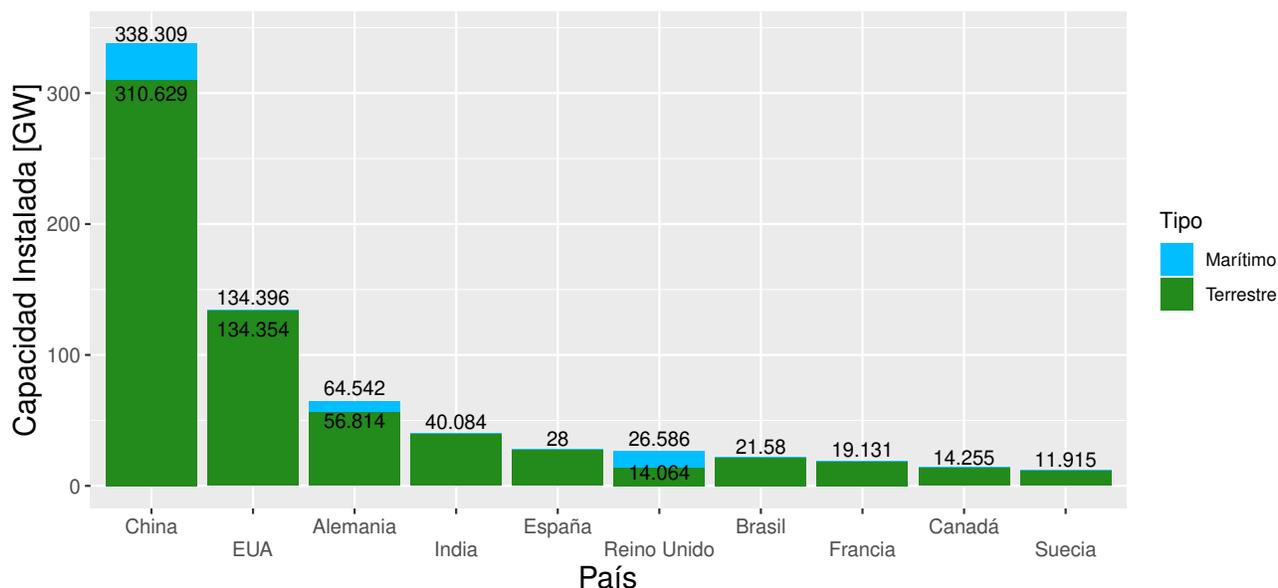


Figura 1.3: Países con mayor capacidad instalada de sistemas eólicos a finales del 2021 [13-15].

Para el caso de México, la capacidad instalada de parques eólicos también ha ido en aumento en los últimos años, y cada vez se tiene una mayor penetración de estos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [16]. La Figura 1.4 presenta la evolución de 2017 a 2021 de la capacidad instalada de parques eólicos a gran escala para la generación de energía eléctrica en México por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de empresas privadas. Esta misma Figura incluye el porcentaje de penetración de capacidad instalada de sistemas eólicos (con respecto a la capacidad instalada total en México) en su correspondiente año. Se destaca que hubo un crecimiento cercano al 79% para finales del 2021 tomando como referencia la capacidad instalada de sistemas eólicos en 2017.

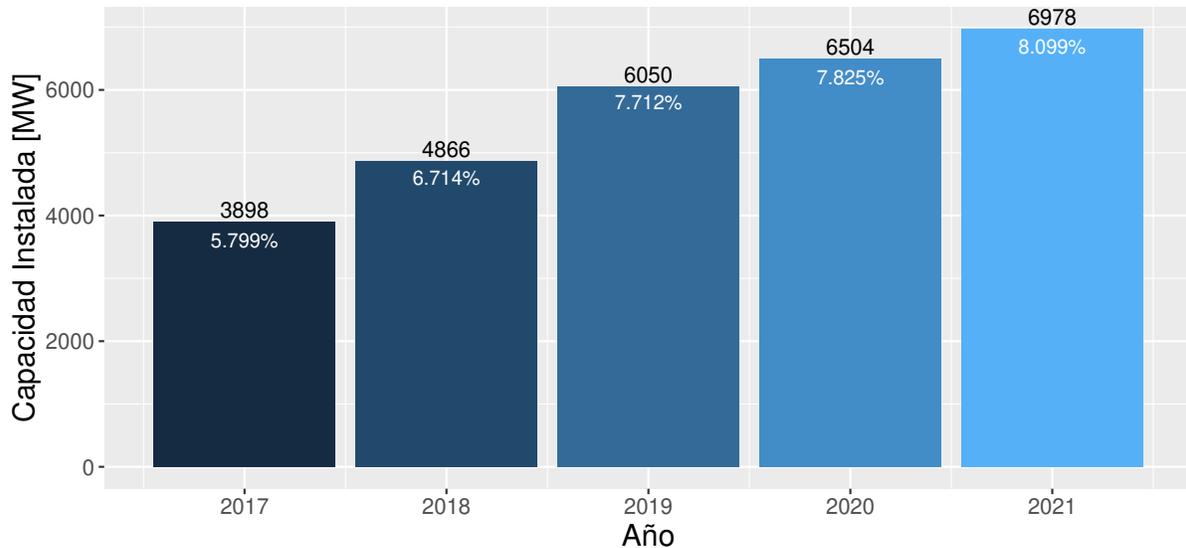


Figura 1.4: Evolución de la capacidad instalada de sistemas eólicos en México [15, 16].

A finales del año 2021, la capacidad instalada total de sistemas eólicos a gran escala se distribuyó en 13 de los estados de la República Mexicana. Aproximadamente, el 75 % de esta capacidad se encuentra concentrada en solo tres estados: Oaxaca (2759 MW), Tamaulipas (1722 MW) y Nuevo León (793 MW) [16] debido a su gran potencial eólico [17]. Actualmente, todos los parques eólicos en México son de tipo terrestres, sin embargo, existen estudios que aseveran que existen diversas zonas en el Golfo de México con gran potencial para la instalación de parques eólicos marítimos [18].

## 1.2. Descripción del problema

La variabilidad en la velocidad del viento implica que la potencia eólica extraída de sistemas eólicos sea variable [12]. Para cada valor de velocidad de viento existe una velocidad angular óptima del eje de la turbina [19]. Por lo tanto, para maximizar la extracción de potencia se requiere operar la turbina a la velocidad angular óptima asociada a cada valor de velocidad de viento. Por otro lado, a pesar de que las fallas de cortocircuito trifásicas son las menos comunes en un sistema eléctrico de potencia [20], estas fallas suelen ser las más severas [21], de manera que representan un problema en la estabilidad transitoria de sistemas de potencia [22]. Por consiguiente, se requiere de realizar estudios dinámicos para evaluar estos eventos de gran impacto en el sistema y poder mantener una operación confiable, segura, suficiente y estable.

## 1.3. Hipótesis

Los sistemas eléctricos de potencia con plantas de generación convencional son capaces de mantener una operación confiable, segura, suficiente y estable. La integración de fuentes de generación renovable, como lo son los sistemas eólicos, pueden causar que el desempeño operativo de los sistemas de potencia se vea afectado. Sin embargo, si se utiliza una adecuada y coordinada estrategia de operación y control de sistemas eólicos integrados a la red eléctrica, es posible seguir operando los sistemas de potencia con un desempeño dentro de los límites permisibles, tanto en estado estable como transitorio.

## 1.4. Objetivos

### Objetivo general

Evaluar el desempeño de la operación del sistema máquina - bus infinito (SMBI) en estado estable y dinámico, así como verificar que los controles asociados a los elementos de generación cumplan su función.

### Objetivos específicos

1. Investigar la importancia y las principales problemáticas del impacto de la integración de sistemas eólicos en el desempeño de los sistemas eléctricos de potencia.
2. Evaluar la operación y estabilidad transitoria del SMBI con generación convencional ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en la red eléctrica, considerando el tiempo crítico de liberación de falla.
3. Explicar el proceso de conversión de energía de sistemas eólicos y el efecto que tienen sus controladores asociados en el proceso de extracción de energía.
4. Analizar la operación de sistemas eólicos basados en el generador síncrono de imanes permanentes bajo el esquema de máxima extracción de potencia.
5. Simular la operación del SMBI con generación eólica basado en el generador síncrono de imanes permanentes en software de simulación. Evaluar la estabilidad transitoria de este sistema ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en la red eléctrica, considerando el tiempo crítico de liberación de falla.

## 1.5. Justificación

El hecho de que las fuentes de energía renovable sean limpias e inagotables hará que tengan cada vez una mayor participación en la matriz energética mundial. Por lo tanto, el estudio de la operación de sistemas eléctricos de potencia que incluyen estas fuentes de generación es crucial para poder evaluar escenarios que puedan poner en riesgo la estabilidad transitoria del sistema. La operación de sistemas eólicos en sistemas de potencia ha resultado viable en diversos países debido a la disponibilidad del recurso eólico [8, 17], y sobre todo porque se pueden implementar estrategias de control en los convertidores que utilizan los WECS para regular el intercambio de potencia activa y reactiva del sistema eólico con la red eléctrica a la que se interconectan [12, 23].

Según las proyecciones que se tienen para 2050, la energía eólica proporcionará el 18% de la generación de energía eléctrica mundial [2], es por esto que cobra relevancia el estudio de esta fuente de generación. Con respecto al tipo de tecnología, actualmente a nivel mundial la mayoría de sistemas eólicos utilizan el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por sus siglas en inglés) o el generador síncrono de imanes permanentes (PMSG por sus siglas en inglés) [24-26]. No obstante, el PMSG tiene una proyección de tasa de crecimiento mayor; aproximadamente el 30% de sistemas eólicos instalados en 2020 utilizaron el PMSG y se espera que esta cifra aumente a 50% para el 2025 [13].

Por último, la importancia del SMBI es que este sistema representa la interconexión de una central generadora a un sistema de potencia de gran dimensión. En este sistema de prueba se pueden ejemplificar los estudios de la operación en estado estable y dinámico de sistemas eléctricos de potencia. Dichos estudios se pueden extender a sistemas de mayor dimensión y el análisis se puede generalizar.

## 1.6. Estado del arte

En un inicio, los sistemas eléctricos de potencia solo tenían plantas de generación de tipo convencional, es decir, aquellas basadas en el generador síncrono. Los estudios de operación y planeación de sistemas de potencia en estado estable y dinámico incluyendo estos generadores está ampliamente documentada en la literatura de ingeniería eléctrica [27-32]. La integración de sistemas eólicos a las redes eléctricas ha traído nuevos retos, ya que ahora no solo la demanda de potencia eléctrica es variable, sino que la generación también es variable debido a la incertidumbre del recurso eólico [12]. Además, debido al incremento en la penetración de sistemas eólicos en los sistemas eléctricos de potencia, se tiene una reducción en la inercia y amortiguamiento del sistema, lo cual limita la capacidad de respuesta del propio sistema ante perturbaciones de gran impacto [33]. Por lo tanto, es necesario fortalecer la resiliencia de los sistemas de potencia mediante adecuadas estrategias de operación y control en los WECS.

Actualmente, los sistemas eólicos con PMSG y DFIG tienen la característica de poder operar con una velocidad angular variable, lo cual les brinda versatilidad y gran eficiencia en su operación [12]. De hecho, es mediante su convertidor que los WECS pueden tener estrategias de control en las variables del lado del generador y en las del lado de la red [5]. La tendencia entre los fabricantes está en la construcción de aerogeneradores con capacidades de entre 8 MW y 13 MW, siendo estos principalmente basados en el PMSG y especialmente para parques eólicos marítimos [34].

La estrategia de control más empleada en sistemas eólicos de velocidad angular variable es el *control vectorial de la corriente del estator* y el *control vectorial orientado a la tensión del estator* [23, 25, 35], con lo cual se logra tener una regulación desacoplada del intercambio de potencia activa y potencia reactiva del sistema eólico con la red eléctrica. Los controladores deben asegurar el desempeño requerido, por ejemplo, máxima extracción de potencia eólica [24, 36], mantener la estabilidad del sistema ante perturbaciones en la red o debido a la propia variabilidad del viento [37, 38], y que se cumpla con el código de red del sistema al que se interconecta el WECS [7, 12].

En [25, 26] se mencionan diversos tipos de control empleados para la regulación de variables en los convertidores de WECS, siendo los más utilizados los controles lineales, por ejemplo, el control proporcional-integral y el control proporcional. Otro tipo de controles utilizados, del tipo no lineal, destacan los controles de lógica difusa y controles por modo deslizante, los cuales han resultado ser eficientes y robustos. En [19, 39] se indica que los sistemas eólicos pueden operar bajo un esquema de máxima extracción de potencia, o bien, se puede implementar como estrategia de operación que la velocidad angular del eje de la turbina o el ángulo de inclinación de las aspas sean tal que la potencia activa de salida del aerogenerador se regule a un valor establecido menor que el máximo posible, lo cual tiene como ventaja que se pueden utilizar los sistemas eólicos para tareas de regulación de frecuencia debido a la reserva de potencia que se tendría en el sistema eólico.

En [39] se menciona que si las oscilaciones de potencia activa no son amortiguadas correctamente, pueden tener un impacto negativo en la estabilidad transitoria del sistema. De hecho, los WECS con PMSG no tienen amortiguamiento inherente, por lo que suelen utilizarse estabilizadores de sistema de potencia que aprovechan el capacitor en DC (corriente directa por sus siglas en inglés) del convertidor como almacenamiento de energía a corto plazo para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia [42]. Si bien, la estabilidad transitoria de un sistema de potencia depende principalmente del flujo de potencia activa en los generadores [28], también está relacionada con el control de potencia reactiva [40]. En [41] se demuestra que la forma en que un WECS entrega potencia reactiva a la red eléctrica durante una falla de cortocircuito es crucial para mantener la estabilidad transitoria del sistema. Si se opta por regular la magnitud de tensión del nodo de interconexión en vez de regular el intercambio de potencia reactiva, las oscilaciones de potencia activa durante la perturbación resultan ser de menor amplitud y mayor amortiguamiento.

Por último, se suele tomar en consideración la inclusión de elementos de soporte de potencia activa y soporte de potencia reactiva en el nodo de interconexión de las centrales de generación eólica con el sistema de potencia mediante sistemas de almacenamiento de energía y condensadores síncronos, respectivamente. Con respecto a los sistemas de almacenamiento, estos ofrecen una reserva de energía como respaldo ante la intermitencia del recurso eólico [43, 44], mientras que los condensadores síncronos son capaces de mejorar la regulación de tensión en el nodo de interconexión y tienen como ventaja adicional que aportan inercia al sistema [45].

## 1.7. Estructura de la tesis

En el Capítulo 1 se explica la importancia y las problemáticas operativas asociadas a la integración de fuentes de energía renovable en sistemas de potencia con énfasis en los sistemas eólicos. Se presenta la evolución de la capacidad instalada de parques eólicos en México y en el mundo en los últimos años, así como el panorama actual y tendencias futuras. Además, se discute la descripción de los problemas a abordar, la hipótesis, los objetivos y la justificación de este trabajo.

En el Capítulo 2 se sintetiza la formulación de análisis que se lleva a cabo para evaluar la operación de sistemas eléctricos de potencia en estado estable y dinámico enfocado al análisis de estabilidad transitoria. Asimismo, se plantea un caso de estudio con el SMBI con una planta de generación convencional para evaluar su estabilidad transitoria ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica, para lo cual se considera el modelo transitorio del generador síncrono y un modelo de primer orden de su sistema de excitación estático.

En el Capítulo 3 se investigan las principales clasificaciones de sistemas eólicos y de las partes de los aerogeneradores; se explica el proceso de conversión de energía y la importancia de los controladores en los sistemas eólicos con turbina de eje horizontal con velocidad angular variable y ángulo de inclinación de las aspas variable que utilizan el PMSG para obtener una extracción máxima de potencia para diferentes valores de velocidad de viento.

En el Capítulo 4 se abordan los modelos utilizados de la turbina eólica y del PMSG junto con sus esquemas de control para simular y analizar el esquema de máxima extracción de potencia. Por otro lado, a partir de los modelos del PMSG y del convertidor de escala completa del software MATLAB/Simulink, se presentan los resultados de la simulación realizada del SMBI con un sistema eólico basado en el PMSG para evaluar la estabilidad transitoria del sistema ante una falla de cortocircuito trifásica. Finalmente, se compara el desempeño de la operación del SMBI cuando se tiene una planta de generación convencional y cuando se tiene un sistema eólico con PMSG.

En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones del trabajo desarrollado, destacando los principales resultados y alcances de la tesis; además, se indican los trabajos futuros que se podrían desarrollar.

# Capítulo 2

## Estudios de la operación y planeación de sistemas eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) consta de subsistemas eléctricos que interactúan entre sí, cuyo objetivo principal es la gestión de energía eléctrica para satisfacer, de manera eficiente, confiable, segura y suficiente, la demanda de potencia de los consumidores; siendo estos subsistemas,

1. Sistemas de conversión de energía: plantas generadoras.
2. Sistemas de transmisión.
3. Sistemas de distribución.
4. Centros de consumo: cargas eléctricas.

Los sistemas eléctricos de potencia son los sistemas físicos más complejos y de mayor dimensión creados por el ser humano [32], compuestos por redes eléctricas trifásicas en AC (corriente alterna por sus siglas en inglés). Una de las principales premisas de la operación de los SEP es que la energía eléctrica generada debe satisfacer en todo momento la energía eléctrica consumida por los centros de consumo, tomando en cuenta que se tienen pérdidas de energía por transmisión y distribución [29]. Una de las tendencias de redes eléctricas modernas es la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía [43], pero esto queda fuera del alcance de este trabajo. La conducción de energía eléctrica de las plantas generadoras a las cargas eléctricas (residenciales, comerciales e industriales) se realiza a través de los sistemas de transmisión y de distribución a partir de la conexión de nodos mediante transformadores eléctricos y líneas de transmisión.

Los SEP con plantas generadoras convencionales (termoeléctricas e hidroeléctricas) en los nodos de generación son aquellos que utilizan generadores síncronos (Sección 2.1) directamente conectados a la red eléctrica. La importancia del estudio de estos generadores radica en que son los únicos dispositivos capaces de generar potencia activa y entregarla al sistema de potencia.

Típicamente, se encuentra en la literatura que “se genera energía eléctrica” en las plantas generadoras, sin embargo, es importante precisar que el proceso que se lleva a cabo es de una transformación de un cierto tipo de energía en energía eléctrica, proceso que tiene inevitablemente pérdidas asociadas. Esta transformación de energía se fundamenta en la *primera ley de la Termodinámica*, que establece que la energía no se puede crear ni destruir durante un proceso, sino que solo puede cambiar de forma [46].

La estrategia de análisis de la operación de SEP depende del modelado de los elementos y de los factores de desempeño que se quieran evaluar. Los modelos son aproximaciones de la representación de un elemento o de un sistema físico, estos pueden ser simplificados o detallados según el nivel de precisión que el estudio requiera. Por otro lado, el comportamiento de las variables de interés obtenido de los estudios de la operación del SEP, e.g. en estado estable (Sección 2.2) o dinámico (Sección 2.4), determina si su operación es confiable, segura, suficiente y/o estable (Sección 2.3).

Las consideraciones que se toman en cuenta en este trabajo sobre la operación de los sistemas de potencia y el modelado de sus elementos son [23, 27, 28, 47],

- El SEP mantiene el balance entre sus fases (sistema trifásico balanceado, válido en sistemas de generación y transmisión), por lo tanto, bastará representar los componentes del sistema por medio de su circuito equivalente en secuencia positiva y las redes eléctricas mediante un diagrama unifilar.
- Los generadores interconectados a un mismo bus del sistema giran sincرونamente, por lo que pueden ser representados por medio de un generador equivalente (máquinas coherentes).
- Los efectos de saturación e histéresis en las máquinas eléctricas no son considerados.
- Se desprecia la influencia de la temperatura y variaciones en la frecuencia eléctrica sobre los parámetros de los elementos del sistema.

## 2.1. Generador síncrono

Una máquina síncrona es un dispositivo magnetoelectromecánico, que en su régimen de operación como generador convierte la energía mecánica de entrada en su eje a energía eléctrica de salida en las terminales del estator [28]. El rotor (un circuito de campo que tiene la función de electroimán) genera un campo magnético giratorio  $\mathbf{B}_r$  que gira a la velocidad angular síncrona  $\omega_s$ , induciendo una tensión en AC en el devanado de armadura (estator), de acuerdo con la *Ley de Faraday* [27]. Si se coloca una carga eléctrica en las terminales del generador, circulará una corriente en los devanados de armadura, la cual generará otro campo magnético (*Ley de Ampère*) [48]. La interacción entre dichos campos magnéticos dará como resultado un campo magnético neto  $\mathbf{B}_{\text{net}}$  en el entrehierro de la máquina [48].

Debido a la impedancia síncrona de la máquina, la cual se debe a la impedancia del devanado del estator y al fenómeno de reacción de armadura, existe una diferencia (en magnitud y ángulo) entre el fasor de tensión interna generada  $\mathbf{E}_g$  y el fasor de tensión en terminales  $\mathbf{V}_t$  [48]. Se conoce como *ángulo interno*  $\delta$  (o *ángulo de par*) a aquel que existe entre estos dos fasores. Este ángulo es el mismo que se tiene entre  $\mathbf{B}_r$  y  $\mathbf{B}_{net}$ , y está relacionado con el intercambio de potencia activa del generador hacia la red eléctrica [28, 48].

La velocidad angular del rotor de la máquina síncrona  $\omega_r$  está en sincronismo con la frecuencia  $f_e$  de las variables de tensión y corriente de AC en los devanados del estator de la máquina. Por lo tanto, esta velocidad angular corresponde a la velocidad angular del campo magnético neto en la máquina ( $\omega_r = \omega_s$ ). Para que los generadores síncronos puedan operar requieren de dos elementos auxiliares: un primotor y un sistema de excitación. El primero es el encargado de suministrar la potencia mecánica de entrada al generador y de hacer girar su eje para mantenerlo a una velocidad de sincronismo con la red eléctrica, y para esto se requieren turbinas de gas, turbinas de vapor, turbinas hidráulicas, o motores de combustión [22]. Para el caso del sistema de excitación, este tiene la función de hacer circular una corriente de DC en el circuito de campo del rotor para inducir un campo magnético giratorio en el entrehierro de la máquina, tal que se pueden utilizar fuentes de generación en DC, en AC o basadas en rectificadores (estáticos) [28].

La Figura 2.1 presenta un diagrama de las principales partes que componen una planta generadora convencional [28, 31, 50], siendo estas: (1) generador síncrono, (2) sistema de excitación, (3) estabilizador de sistema de potencia (PSS por sus siglas en inglés), (4) primotor o turbina, (5) sistema de control de gobernador de velocidad para regulación primaria y (6) mecanismo de control de válvula para turbina. Por facilidad, solo se representa una sola unidad de generación, pero en realidad se tienen diversos generadores síncronos conectados en paralelo al bus de la planta generadora. De la Figura 2.1, las variables indicadas corresponden a,

$P_m$  es la potencia mecánica de entrada del generador, en W.

$P_{mref}$  es la potencia mecánica de referencia a la cual se ajusta la turbina, en W.

$\omega_r$  es la velocidad angular del rotor del generador, en  $\text{rad s}^{-1}$ .

$\omega_s$  es la velocidad angular síncrona del generador síncrono, en  $\text{rad s}^{-1}$ .

$E_{fd}$  es la tensión de campo del rotor del generador síncrono, en V.

$V_t$  es la tensión en terminales del devanado trifásico del estator del generador síncrono, en V.

$V_{ref}$  es la tensión de referencia en terminales del generador a la cual se ajusta, en V.

$V_s$  es la tensión de salida del PSS, en V.

$P_e$ , en W, y  $Q_e$ , en VAR, son la potencia activa y reactiva que se intercambia con la red.

$f_e$  es la frecuencia de las variables de tensión y corriente del estator del generador, en Hz.

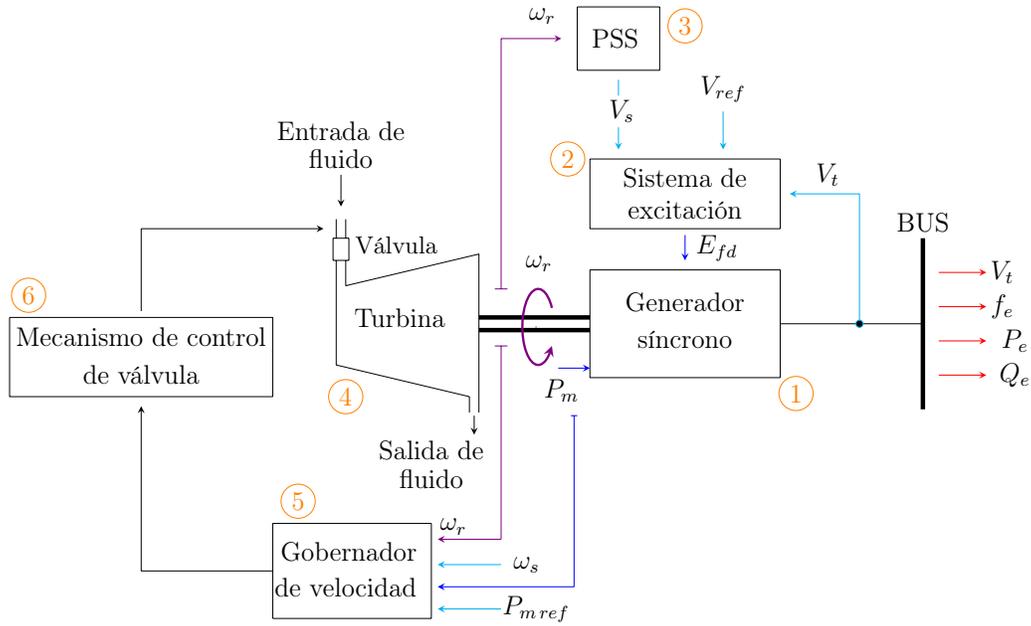


Figura 2.1: Diagrama de bloques de unidad de generación en una planta generadora.

Las entradas del generador síncrono son la potencia mecánica  $P_m$  aplicada al eje del generador por medio de un primotor y la tensión de excitación  $E_{fd}$  proveniente del circuito de campo en el rotor. El ajuste de la primera de estas permite modificar la potencia activa generada  $P_e$  y la frecuencia de las variables eléctricas  $f_e$ , mientras que el ajuste de la segunda hace posible regular la magnitud de la tensión en terminales del generador  $V_t$  y el flujo de potencia reactiva  $Q_e$ . El ajuste en el control del primotor y el sistema de excitación aseguran la operación requerida del generador síncrono en estado estable. Para evaluar el desempeño de estos elementos de control en cuanto a su velocidad de respuesta y errores de ajuste, se requiere de un estudio dinámico.

## 2.2. Análisis en estado estable

El análisis de la operación de los SEP en estado estable, también conocido como estudio de flujos de potencia, se refiere a la condición particular en un momento determinado a la cual está sometida el sistema según la potencia aportada por plantas generadoras y la potencia demandada por las cargas. Debido a la variabilidad en la demanda de potencia de un SEP a lo largo del día, según su curva de demanda, también se realizan ajustes constantemente en la generación, por lo que el estado operativo en estado estable de los sistemas de potencia cambia continuamente. Los estudios de flujos de potencia toman en consideración que ya se conocen los parámetros de los componentes del sistema, expresados en por unidad bajo una misma base de potencia, y que se conoce la topología de la red eléctrica. En estos estudios también se considera que el sistema está a una misma frecuencia eléctrica de operación y que las variables de tensión y corriente se representan mediante fasores, siendo su magnitud un valor rms y en por unidad.

### 2.2.1. Representación de la topología de la red eléctrica

La topología de la red eléctrica de un SEP de  $n$  nodos se caracteriza por medio de su matriz de admitancias nodales (2.2.1), la cual brinda información de la conexión de los buses por medio de las admitancias de líneas de transmisión y transformadores eléctricos. Esta matriz es *cuadrada* y *simétrica* de tamaño  $n \times n$ ; y de manera general, es una *matriz dispersa*, es decir, que contiene un gran número de elementos nulos [29, 49]. El bus de referencia del sistema (comúnmente la tierra) se denota como el bus 0. Las *admitancias propias* de este bus no se toman en cuenta en (2.2.1), pero las *admitancias mutuas* con otros buses se consideran en (2.2.2) [27].

$$\mathbf{Y}_{\text{bus}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} & \mathbf{Y}_{1i} & \dots & \mathbf{Y}_{1n} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} & \mathbf{Y}_{2i} & \dots & \mathbf{Y}_{2n} \\ \mathbf{Y}_{i1} & \mathbf{Y}_{i2} & \mathbf{Y}_{ii} & \dots & \mathbf{Y}_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1} & \mathbf{Y}_{n2} & \mathbf{Y}_{ni} & \dots & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.2.1)$$

Para la construcción de esta matriz<sup>1</sup> se deben pasar a su forma de admitancias las impedancias de las líneas de transmisión y de los transformadores eléctricos; los circuitos equivalentes de estos componentes dependen del nivel de detalle con el que se quieran representar (Apéndice A),

- El elemento  $i$ -ésimo de la diagonal principal (i.e. la *admitancia propia* del  $i$ -ésimo bus: elemento  $[i, i]$  de la  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ ), se obtiene como la suma de las admitancias de líneas de transmisión y transformadores eléctricos conectadas al  $i$ -ésimo nodo del sistema [20, 27],

$$\mathbf{Y}_{ii} = \sum_{\substack{h=0 \\ h \neq i}}^n y_{ih} \quad (2.2.2)$$

donde el caso donde  $h = 0$  es el nodo de referencia del sistema [27].

- El elemento  $[i, k]$ , tal que  $i \neq k$  (i.e. la *admitancia mutua* entre el  $i$ -ésimo bus y el  $k$ -ésimo bus), se obtiene como el negativo de la admitancia de la línea de transmisión o transformador eléctrico que conecta los nodos  $i$  y  $k$  [20, 27],

$$\mathbf{Y}_{ik} = \mathbf{Y}_{ki} = -y_{ik} \quad (2.2.3)$$

### 2.2.2. Relevancia del estudio de flujos de potencia

Los estudios de flujos de potencia parten del cálculo de tensiones en los buses del sistema, posteriormente se determinan las corrientes y los flujos de potencia activa y reactiva a través de las ramas, y por último se determina si no se sobrepasa la capacidad nominal de los elementos.

<sup>1</sup>Para estudios de flujos de potencia no se toma en cuenta la impedancia interna de los generadores.

De acuerdo con los datos y las incógnitas en los buses del sistema de potencia, estos se clasifican en alguno de los 3 tipos indicados en la Tabla 2.1. Se precisa que solo debe haber 1 bus de referencia (*slack*), el cual es un bus de generación [49]. La magnitud y ángulo de las tensiones en los buses del sistema determina la dirección de los flujos de potencia. Dados dos buses, la potencia reactiva ( $Q$ ) va del bus con la tensión de mayor magnitud al bus con la tensión de menor magnitud; si la magnitud de las tensiones en ambos buses es igual, no hay flujo de potencia reactiva. Por otro lado, dados dos buses, la potencia activa ( $P$ ) va del bus de la tensión adelantada al bus de la tensión en atraso; si las tensiones están en fase en ambos buses, entonces no hay flujo de potencia activa.

Tabla 2.1: Tipos de buses en un sistema eléctrico de potencia.

Tipo de bus	Datos	Incógnitas
Nodo de carga (P-Q)	Potencia activa (P) y Potencia reactiva (Q)	Magnitud de la tensión (V) y su ángulo ( $\theta$ )
Nodo de generación (P-V)	Potencia activa (P) y Magnitud de la tensión (V)	Potencia reactiva (Q) y ángulo de la tensión ( $\theta$ )
Nodo de referencia o <i>slack</i>	Magnitud de la tensión (V) y su ángulo ( $\theta$ )	Potencia activa (P) y Potencia reactiva (Q)

La *ley de Kirchhoff* establece que la suma de corrientes que entra en un nodo debe ser igual a la suma de corriente que salen de dicho nodo [47]. Sea una red eléctrica de  $n$  nodos, el método directo de LCK consiste en  $n$  ecuaciones algebraicas linealmente independientes, donde para el nodo  $i$ -ésimo esta es de la forma,

$$\mathbf{I}_i = \mathbf{Y}_{ii} \mathbf{V}_i - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{V}_k \quad (2.2.4)$$

Dada la forma en que se define la matriz de admitancias  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  (Subsección 2.2.1), específicamente debido a que los elementos que no pertenecen a la diagonal principal se les incluyó un signo negativo, es que el modelo matemático que considera la aplicación directa de LCK en el análisis de sistemas eléctricos de potencia se puede reescribir como,

$$\mathbf{I}_i = \sum_{k=1}^n \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{V}_k \quad (2.2.5)$$

La potencia compleja en el  $i$ -ésimo nodo  $\mathbf{S}_i$  se representa como,

$$\mathbf{S}_i = \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{I}_i^* = P_i + jQ_i \quad (2.2.6)$$

Por tanto, despejando el fasor de corriente inyectada al  $i$ -ésimo nodo  $\mathbf{I}_i$  de la expresión (2.2.6) y sustituyendo en (2.2.5) se obtiene la *ecuación general para el cálculo de flujos de potencia*,

$$\frac{P_i - jQ_i}{\mathbf{V}_i^*} = \sum_{k=1}^n \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{V}_k \quad (2.2.7)$$

La ecuación (2.2.7) se puede descomponer en parte real y parte imaginaria, de las cuales se obtienen los modelos matemáticos (2.2.8) y (2.2.9) para el cálculo de la potencia activa  $P_i$  y la potencia reactiva  $Q_i$  en el nodo  $i$ -ésimo del sistema,

$$P_i = \sum_{k=1}^n (V_i \cdot V_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos[\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}]) \quad (2.2.8)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n (V_i \cdot V_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin[\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}]) \quad (2.2.9)$$

donde:

$\mathbf{V}_i = V_i \angle \theta_i$  es el fasor de tensión en el nodo  $i$ -ésimo.

$\mathbf{V}_k = V_k \angle \theta_k$  es el fasor de tensión en el nodo  $k$ -ésimo.

$\mathbf{Y}_{ik} = Y_{ik} \angle \alpha_{ik}$  es el elemento  $[i, k]$  de la matriz de admitancias del sistema.

La convención de los signos que se considera para las potencias es que aquellas entregadas de un nodo al sistema son de signo positivo, mientras que las potencias que se absorben del sistema al nodo son de signo negativo. Las expresiones (2.2.8) y (2.2.9) representan un conjunto de ecuaciones simultáneas no lineales algebraicas que solo pueden ser resueltas mediante métodos numéricos, por ejemplo, mediante el método de Gauss-Seidel o el método de Newton-Raphson [27, 29, 49], para lo cual se utilizan herramientas de simulación en software.

Sea un sistema eléctrico de potencia con  $n$  buses en total, tal que los primeros  $m$  son buses de generación. Se define el nodo 1 como el nodo *slack* del sistema; se parte de  $(2n - m - 1)$  variables conocidas, y se obtienen  $(2n - m - 1)$  variables de resultado,

- Se tienen como datos,
  - Fasor de tensión en nodo *slack*:  $V_1 \angle \theta_1$
  - Magnitud de fasores de tensión en nodos de generación:  $[V_2, V_3, \dots, V_m]$
  - Potencia activa aportada por nodos de generación, excepto nodo *slack*:  $[P_2, P_3, \dots, P_m]$
  - Potencia demandada por las cargas:  $[P_{m+1}, P_{m+2}, \dots, P_n], [Q_{m+1}, Q_{m+2}, \dots, Q_n]$
- Se obtienen como resultados,
  - Magnitud de fasores de tensión en nodos de carga:  $[V_{m+1}, V_{m+2}, \dots, V_n]$
  - Ángulos de fasores de tensión en todos los nodos, excepto nodo *slack*:  $[\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n]$
  - Potencia activa aportada por nodo *slack*:  $P_1$
  - Potencia reactiva en nodos de generación:  $[Q_1, Q_2, \dots, Q_m]$

A partir de los resultados del estudio de flujos de potencia, se obtienen las corrientes a través de las ramas entre los nodos  $[i, k]$ , y las pérdidas de potencia activa ( $I^2 R$ ) y reactiva ( $I^2 X$ ),

$$\mathbf{I}_{ik} = (\mathbf{V}_i - \mathbf{V}_k) \mathbf{Y}_{ik} \quad (2.2.10)$$

$$\mathbf{S}_{\text{perd } ik} = \frac{|\mathbf{I}_{ik}|^2}{-\mathbf{Y}_{ik}} \quad (2.2.11)$$

La importancia de los estudios de flujos de potencia se debe a que [29, 49]:

- Permiten evaluar diversos escenarios que pueden presentarse en el sistema real.
- Se pueden hacer pruebas para la asignación de potencias activas a generadores para diversas condiciones de curva de demanda de potencia y según despacho económico.
- Permiten determinar si la condición operativa bajo estudio es físicamente posible.
- Es posible identificar sobrecargas en los componentes del sistema.
- Permiten determinar las pérdidas de potencia en el sistema.
- Permiten evaluar el comportamiento del sistema para planeaciones de inclusión de nuevos componentes en la red eléctrica o modernización de los componentes ya existentes.
- Son el punto de partida de otros estudios (e.g. estudios de estabilidad transitoria).

Finalmente, los resultados de flujos de potencia están sujetos a ciertas restricciones,

1. La convergencia del método numérico utilizado,
  - Las posibles divergencias de los métodos numéricos se pueden deber a un déficit en la potencia generada en el sistema, o bien, por la propia topología de la red del sistema.
  - Debido a que la solución de flujos de potencia implica la solución de ecuaciones no lineales, se puede dar el caso de que exista más de una solución, pero solo una de ellas es físicamente posible.
2. Las variables eléctricas deben estar dentro de un rango de operación permisible,
  - Las potencias (P, Q) de los generadores síncronos deben estar acotadas a sus curvas de capacidad de potencia [28, 48, 51].
  - No se debe sobrepasar la ampacidad nominal de las líneas de transmisión ni la capacidad de los transformadores eléctricos.
  - Las magnitudes de tensión en los nodos se deben mantener dentro de un rango de operación permisible, generalmente de  $\pm 5\%$  o  $\pm 10\%$  con respecto al valor nominal.

## 2.3. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

El desempeño de la operación de los SEP se puede evaluar mediante la confiabilidad, seguridad, suficiencia y estabilidad del sistema. Todos estos conceptos parten de la característica de resiliencia de sistemas de potencia, que hace referencia a la capacidad del sistema de adaptarse a las condiciones cambiantes para recuperarse ante contingencias o perturbaciones (ya sean de bajo o alto impacto) y poder cumplir con el suministro de energía eléctrica [52].

La confiabilidad de un SEP se refiere al grado en que la operación del sistema sea satisfactoria según criterios de desempeño preestablecidos, tomando en consideración su comportamiento en el largo plazo [53]. Entre los criterios de desempeño destacan principalmente que el sistema sea capaz de suministrar la energía eléctrica requerida de manera ininterrumpida y que esta cumpla con ciertos parámetros de calidad [32].

Para que la operación de un sistema de potencia sea confiable, esta debe ser segura y suficiente [12, 53]. La seguridad de un SEP se refiere a la habilidad del sistema de responder ante perturbaciones que puedan ocurrir sin que se interrumpa el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales. Esto asegura que las variables eléctricas se encuentren dentro de un rango de operación permisible y que no se sobrepase la capacidad nominal de los elementos del sistema [50, 53]. Por otro lado, la suficiencia de un SEP se puede entender como la disponibilidad de suficiente potencia eléctrica para satisfacer la demanda de los usuarios finales [53].

Para aseverar que la operación de un SEP es segura, primero es necesario verificar la condición de estabilidad del sistema. Dada una condición operativa inicial, la estabilidad de un sistema de potencia se refiere a su capacidad de poder seguir operando de manera continua y con todas sus variables en estado estable después de una perturbación [53]. Debido a que los SEP son sistemas no lineales, su estabilidad depende de su condición operativa antes de la perturbación y de la severidad de la perturbación. Existen diferentes tipos de estudios de estabilidad de un sistema de potencia, según la dinámica de los fenómenos bajo estudio y la ventana de tiempo considerado. De hecho, esta clasificación ha cambiado con el paso de los años [53, 54] debido a las nuevas problemáticas que van surgiendo debido a la inclusión de nuevos elementos en las redes eléctricas modernas. La Figura 2.2 presenta la clasificación propuesta en [54] de estabilidad en sistemas de potencia; este trabajo se centra exclusivamente en el análisis de estabilidad transitoria.

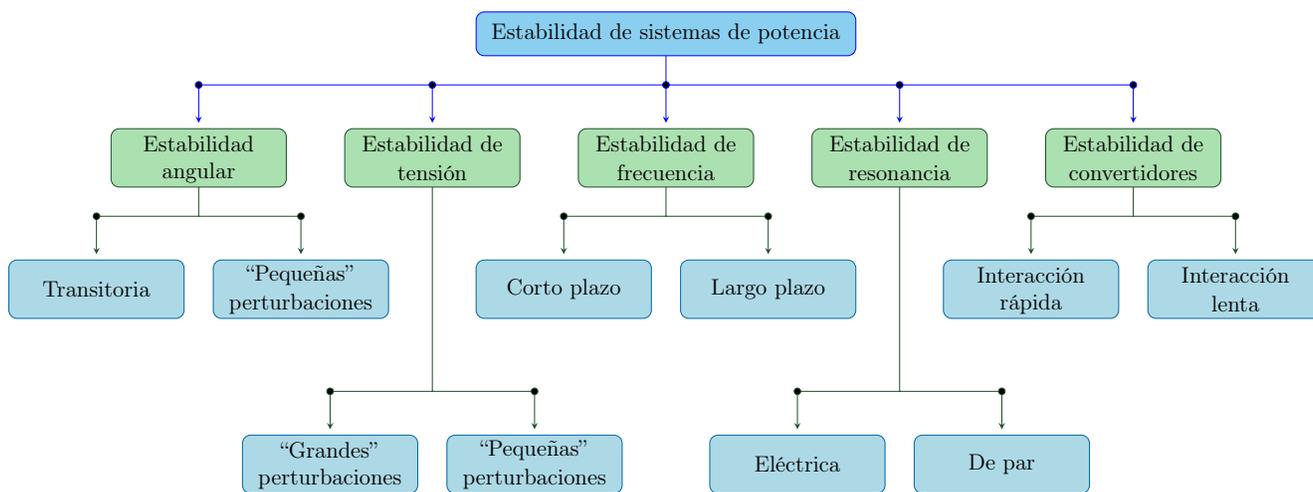


Figura 2.2: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia [54].

La estabilidad angular se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener en sincronismo a los generadores síncronos interconectados a la red a través del equilibrio en su potencia mecánica de entrada y su potencia eléctrica de salida [28, 32]. Los estudios de este tipo de estabilidad se dividen, según el impacto de las perturbaciones en el sistema de potencia, en estudios de estabilidad transitoria y estudios de estabilidad ante “pequeñas perturbaciones”. Los estudios de estabilidad transitoria consideran perturbaciones de gran impacto en el sistema (Subsección 2.4.4). La ventana de tiempo del análisis de este tipo de estabilidad es entre los 3s y los 10s, ya que se evalúa el comportamiento transitorio (oscilaciones momentáneas) del *ángulo interno* y potencia de salida de los generadores síncronos inmediatamente después de que ocurre una perturbación [27, 28]. Además, se toman en cuenta las no linealidades en los modelos matemáticos que representan la dinámica de los generadores síncronos del sistema y su solución se obtiene mediante métodos numéricos.

## 2.4. Análisis dinámico

El análisis dinámico de sistemas físicos permite evaluar el desempeño a través de una ventana de tiempo de los componentes del sistema, así como de sus elementos auxiliares (e.g. elementos de control). Los sistemas físicos se caracterizan por los parámetros de sus componentes; tal que su análisis en estado estable y análisis dinámico se realiza mediante conjuntos de ecuaciones algebraicas y ecuaciones diferenciales, respectivamente (2.4.1); estas ecuaciones involucran las variables de entrada ( $u$ ) y las variables de estado ( $x$ ), estas últimas describen el comportamiento dinámico del sistema.

$$g(x, u) = 0 \tag{2.4.1a}$$

$$f(x, u) = \dot{x} \tag{2.4.1b}$$

En el caso de los SEP, la información de la topología de la red eléctrica y los parámetros de sus elementos se representa en la matriz de admitancias nodales (Subsección 2.2.1). Las variables de entrada son las especificadas como “Datos” en la Tabla 2.1 para cada nodo del sistema, y las variables de estado corresponden a variables dinámicas de los generadores síncronos y su sistema de excitación, según el modelado de estos componentes. Previo a un estudio dinámico, es necesario conocer la condición operativa en estado estable, así como las condiciones iniciales de las variables de estado. El comportamiento con respecto al tiempo de las variables de interés del sistema de potencia determina si el sistema se mantiene estable y logra alcanzar una condición en estado estable después de una perturbación en el sistema de potencia.

### 2.4.1. Selección de los modelos dinámicos del generador síncrono para estudios de estabilidad transitoria

Para análisis de estabilidad transitoria, el circuito equivalente en secuencia positiva del estator del generador síncrono es mediante una fuente de tensión  $\mathbf{E}'_g$ , que representa la tensión interna generada transitoria. Esta fuente de tensión está detrás de la resistencia de armadura  $r_a$  y la reactancia síncrona transitoria  $x'_d$  de la máquina (Figura 2.3) [27, 28], teniendo una tensión en terminales representada por el fasor  $\mathbf{V}_t$ . Esta representación no toma en cuenta el efecto de polos salientes de la máquina. Debido a que existen diversos tipos de estabilidad (Figura 2.2), se requieren de distintos modelos que representen el comportamiento del generador síncrono (detallados y simplificados) para cada estudio, según convenga. En este trabajo se pretende evaluar el comportamiento del sistema de potencia en general y no del generador síncrono como un componente individual, por lo tanto, se utilizan modelos simplificados.

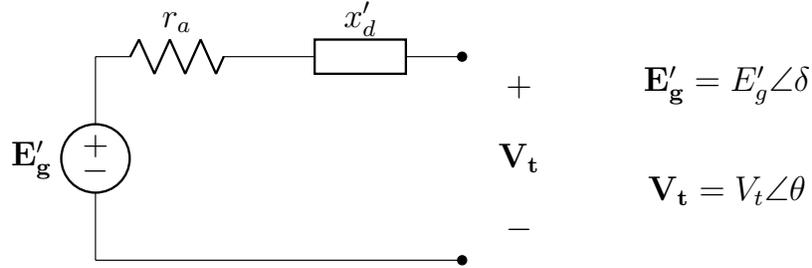


Figura 2.3: Circuito equivalente en secuencia positiva del estator del generador síncrono.

Sea un sistema eléctrico de potencia con  $m$  nodos de generación, el modelo electromecánico del  $i$ -ésimo generador síncrono se compone de las siguientes dos ecuaciones diferenciales. Estas ecuaciones se deducen de la segunda ley de Newton, asociada al equilibrio rotacional [27, 28, 31].

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \frac{p_i}{2} (\omega_{ri} - \omega_{0i}) \quad (2.4.2a)$$

$$\frac{d\omega_{ri}}{dt} = \left( \frac{\omega_{0i}}{2H_i} \right) (P_{mi} - P_{ei} - D_i \cdot [\omega_{ri} - \omega_{0i}]) \quad (2.4.2b)$$

donde:

$\delta_i$  es el *ángulo interno* del  $i$ -ésimo generador, en rad.

$\omega_{ri}$  es la velocidad angular del rotor del  $i$ -ésimo generador, en  $\text{rad s}^{-1}$ .

$\omega_{0i}$  es la velocidad angular síncrona del  $i$ -ésimo generador, en  $\text{rad s}^{-1}$ .

$p_i$  es el número de polos del  $i$ -ésimo generador.

$H_i$  es la constante de inercia del  $i$ -ésimo generador, en s.

$D_i$  es el coeficiente de amortiguamiento (en por unidad) asociado al  $i$ -ésimo generador.

$P_{mi}$  es la potencia mecánica de entrada (en por unidad) del  $i$ -ésimo generador.

$P_{ei}$  es la potencia eléctrica de salida (en por unidad) del  $i$ -ésimo generador.

La potencia eléctrica de salida del  $i$ -ésimo generador corresponde a (2.4.3a). Si se considera que su reactancia síncrona transitoria es mucho mayor que su resistencia de armadura ( $x'_{di} \gg r_{ai}$ ), la potencia eléctrica de salida del  $i$ -ésimo generador se puede aproximar a (2.4.3b).

$$P_{ei} = \frac{V_{ti} \cdot E'_{gi} \cdot (r_{ai} \cdot \cos[\delta_i - \theta_i] + x'_{di} \cdot \sin[\delta_i - \theta_i]) - V_{ti}^2 \cdot r_{ai}}{r_{ai}^2 + x_{di}'^2} \quad (2.4.3a)$$

$$P_{ei} = \frac{V_{ti} \cdot E'_{gi}}{x'_{di}} \cdot \sin[\delta_i - \theta_i] \quad (2.4.3b)$$

El modelo transitorio del generador síncrono toma como base las dos ecuaciones diferenciales del modelo electromecánico (2.4.2), e incluye una tercer ecuación diferencial (2.4.4) que representa la dinámica de la tensión interna generada transitoria  $E'_{gi}$  del  $i$ -ésimo generador síncrono [30]. Esta tercera ecuación diferencial corresponde a la componente del eje en cuadratura; se seleccionó esta componente ya que caracteriza por completo la tensión interna generada del generador síncrono [28] y porque incluye el efecto de la tensión del circuito de campo ( $E_{fdi}$ ). Esta ecuación diferencial toma en consideración la representación de la topología del sistema por medio de una matriz de admitancias reducida (Subsección 2.4.2),

$$\frac{d E'_{gi}}{dt} = \left( \frac{1}{\tau'_{d0i}} \right) \left( -a_i E'_{gi} + E_{fdi} + b_i \sum_{k=1, k \neq i}^m (E'_{gk} \cdot Y_{ik} \cdot \cos[\delta_i - \delta_k + \alpha_{ik}]) \right) \quad (2.4.4a)$$

$$a_i = 1 - B_{ii}(x_{di} - x'_{di}) \quad (2.4.4b)$$

$$b_i = x_{di} - x'_{di} \quad (2.4.4c)$$

donde:

$\mathbf{E}'_{gi} = E'_{gi} \angle \delta_i$  es el fasor de la tensión interna generada transitoria (en por unidad) del  $i$ -ésimo generador.

$\mathbf{E}'_{gk} = E'_{gk} \angle \delta_k$  es el fasor de la tensión interna generada transitoria (en por unidad) del  $k$ -ésimo generador.

$\mathbf{Y}_{ik} = Y_{ik} \angle \alpha_{ik}$  es el elemento  $[i, k]$  de la *matriz de admitancias reducida del sistema* (2.4.11).

$\tau'_{d0i}$  es la constante de tiempo transitoria a circuito abierto de eje directo del  $i$ -ésimo generador.

$E_{fdi}$  es la tensión de campo del  $i$ -ésimo generador.

$a_i$  y  $b_i$  son variables auxiliares.

$x_{di}$  es la reactancia síncrona de eje directo del  $i$ -ésimo generador.

$x'_{di}$  es la reactancia transitoria de eje directo del  $i$ -ésimo generador.

$B_{ii}$  es la parte imaginaria del elemento  $[i, i]$  de la *matriz de admitancias reducida del sistema* (2.4.11).

El control de la tensión de campo del sistema de excitación de cada generador puede realizarse mediante un regulador automático de tensión (AVR por sus siglas en inglés), el cual tiene como principal objetivo regular la tensión en las terminales del generador síncrono. Se considera un sistema de excitación estático (Figura 2.4), el cual debido a la rápida respuesta de los rectificadores, el excitador se modela usando una función de transferencia de primer orden (2.4.5). Este sistema de excitación es una representación simplificada de un sistema de excitación estático propuesto en [55] y utilizado en [30, 31],

$$\frac{V_a}{V_{tref} - V_t} = \frac{K_A}{1 + s\tau_A} \quad (2.4.5)$$

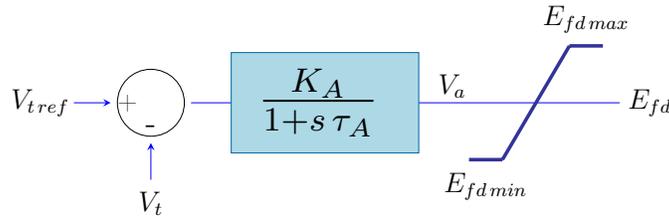


Figura 2.4: Diagrama de bloques de sistema de excitación estático de primer orden.

donde:

$V_{tref}$  es la tensión en terminales de referencia del generador (en por unidad).

$V_t$  es la tensión en terminales del generador (en por unidad).

$\tau_A$  es la constante de tiempo del sistema de excitación, en s.

$K_A$  es la ganancia del sistema de excitación (en por unidad).

$s$  es la variable de frecuencia compleja de Laplace.

$V_a$  es una variable auxiliar (en por unidad).

$E_{fdmin}$  y  $E_{fdmax}$  son los límites mínimo y máximo, respectivamente, de tensión en la salida del sistema de excitación (en por unidad).

$E_{fd}$  es la tensión de salida del sistema de excitación (en por unidad).

Tomando en cuenta el valor inicial de la tensión del sistema de excitación ( $E_{fd0}$ ) y pasando (2.4.5) a su forma de ecuación diferencial, se obtiene para el  $i$ -ésimo generador,

$$\frac{dV_{ai}}{dt} = \frac{1}{\tau_{Ai}} [-V_{ai} + K_{Ai} (V_{trefi} - V_{ti}) + E_{fd0i}] \quad (2.4.6)$$

Para evitar que se presente una sobretensión en el sistema de excitación, la tensión de campo  $E_{fdi}$  asociado al  $i$ -ésimo generador se acota a,

$$E_{fdi} = \begin{cases} E_{fdmaxi} & ; V_{ai} \geq E_{fdmaxi} \\ V_{ai} & ; E_{fdmini} < V_{ai} < E_{fdmaxi} \\ E_{fdmini} & ; V_{ai} \leq E_{fdmini} \end{cases} \quad (2.4.7)$$

La importancia de incluir el efecto del AVR en estudios de estabilidad transitoria radica en que puede evitar la pérdida de sincronismo de su generador asociado una vez liberada una falla de cortocircuito [50]. Esto se debe a su “rápida” respuesta de regulación de tensión en terminales del generador [55]. Se considera que un sistema de excitación tiene una respuesta “rápida” si su constante de tiempo  $\tau_A$  es menor que la ventana de tiempo del análisis de estabilidad transitoria (hasta 10s), lo cual se cumple para sistemas de excitación estáticos [30, 31]. Por otro lado, la potencia mecánica de entrada de los generadores síncronos  $P_m$  (2.4.2) proviene de una turbina (Figura 2.1), que al ser un componente mecánico, tiene una velocidad de respuesta mucho mayor que la ventana de tiempo de análisis de estudios de estabilidad transitoria [31, 32]. Por lo tanto, debido a que no tiene un gran impacto en el estudio de estabilidad transitoria y no afecta la dinámica de las variables de interés, es posible aproximar  $P_m$  de cada generador síncrono (despreciando las pérdidas de potencia activa en la máquina) a un valor constante igual a su potencia eléctrica de salida, según los estudios de flujos de potencia.

### 2.4.2. Representación de la topología de la red eléctrica por medio de la matriz de admitancias reducida

Sea una red eléctrica compuesta por  $n$  buses, por tanto,  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  (2.2.1) es de tamaño  $n \times n$ ; si esta red eléctrica se compone de  $m$  nodos de generación, se define una nueva matriz denominada *matriz de admitancias aumentada*  $\mathbf{Y}_{\text{bus aum}}$  de tamaño  $(n + m) \times (n + m)$  (2.4.8), la cual incluye la admitancia de las cargas y la admitancia interna de los generadores síncronos [27, 31]. Esta matriz de admitancias representa la red eléctrica tomando en cuenta los nodos internos de cada generador.

$$\mathbf{Y}_{\text{bus aum}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\text{bus mod}} & \mathbf{Y}_{\text{bus nm}} \\ \mathbf{Y}_{\text{bus nm}}^T & \mathbf{Y}_{\text{bus mm}} \end{bmatrix} \quad (2.4.8)$$

La *matriz de admitancias aumentada* se compone de 4 submatrices,

- La *matriz de admitancias modificada*  $\mathbf{Y}_{\text{bus mod}}$  (de tamaño  $n \times n$ ), toma como base la matriz de admitancias planteada en el estudio de flujos de potencia (2.2.1) y se incluyen las admitancias asociadas a las cargas (2.4.9) en sus correspondiente nodos,

$$y_{Li} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} \quad (2.4.9)$$

donde:

$y_{Li}$  es la admitancia de la carga conectada al  $i$ -ésimo nodo del sistema.

$P_i$  es la potencia activa demandada por la carga conectada al  $i$ -ésimo nodo.

$Q_i$  es la potencia reactiva demandada por la carga conectada al  $i$ -ésimo nodo.

$V_i$  es la magnitud de tensión del  $i$ -ésimo nodo, obtenida del estudio de flujos de potencia.

- De la matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus nm}}$  (de tamaño  $n \times m$ ), su elemento  $[i, k]$ , tal que  $i \neq k$ , se obtiene como el negativo de la admitancia interna del generador (2.4.10) que conecta los nodos  $i$  y  $k$ ,

$$y_{gi} = \frac{1}{r_{ai} + j x'_{di}} \quad (2.4.10)$$

donde:

$y_{gi}$  es la admitancia interna del  $i$ -ésimo generador síncrono.

$r_{ai}$  es la resistencia de armadura del  $i$ -ésimo generador síncrono.

$x'_{di}$  es la impedancia transitoria síncrona de eje directo del  $i$ -ésimo generador síncrono.

- La matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus nm}}^T$  (de tamaño  $m \times n$ ) corresponde a la matriz transpuesta de  $\mathbf{Y}_{\text{bus nng}}$ .
- La matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus mm}}$  (de tamaño  $m \times m$ ) es una matriz diagonal, cuyo elemento  $i$ -ésimo se obtiene como la admitancia interna del generador (2.4.10) en el  $i$ -ésimo nodo.

Finalmente, se define una *matriz de admitancias reducida* (2.4.11), la cual es la utilizada en la formulación de la expresión (2.4.4) [27, 31],

$$\mathbf{Y}_{\text{bus red}} = -(\mathbf{Y}_{\text{bus nm}}^T)(\mathbf{Y}_{\text{bus mod}})^{-1}(\mathbf{Y}_{\text{bus nm}}) + \mathbf{Y}_{\text{bus mm}} \quad (2.4.11)$$

De manera adicional, a partir de este planteamiento, es posible determinar un vector con los fasores de tensión de los nodos del sistema  $[\mathbf{V}_n]$  (tamaño  $n \times 1$ ) y de las corrientes aportadas por los nodos de generación  $[\mathbf{I}_g]$  (tamaño  $m \times 1$ ) tomando en consideración un vector con los fasores de tensión interna generada de los generadores del sistema  $[\mathbf{E}'_g]$  (tamaño  $m \times 1$ ) [27],

$$[\mathbf{V}_n] = -(\mathbf{Y}_{\text{bus mod}})^{-1}(\mathbf{Y}_{\text{bus nm}})([\mathbf{E}'_g]) \quad (2.4.12)$$

$$[\mathbf{I}_g] = (\mathbf{Y}_{\text{bus red}})([\mathbf{E}'_g]) \quad (2.4.13)$$

### 2.4.3. Cálculo de condiciones iniciales

El cálculo de condiciones iniciales se refiere al valor en estado estable de las variables de estado, según los modelos seleccionados. A diferencia del estudio de flujos de potencia, donde el estudio en estado estable es sobre la operación del sistema, las condiciones iniciales son propias de los elementos dinámicos del sistema, que en el caso de este trabajo, corresponden al generador síncrono y a su sistema de excitación. Dado que se considera el modelo transitorio del generador síncrono y un sistema de excitación de primer orden, se tienen  $4m$  variables de estado.

Planteando la *ley de Kirchhoff* en la malla de la red mostrada en la Figura 2.3, se obtiene para el  $i$ -ésimo generador síncrono,

$$\mathbf{E}'_{gi} = \mathbf{V}_{ti} + (r_{ai} + j x'_{di}) \cdot \mathbf{I}_{gi} \quad (2.4.14)$$

Donde la corriente eléctrica ( $\mathbf{I}_{\mathbf{g}i}$ ) se obtiene a partir de (2.2.5) para el nodo en terminales del generador. Del fasor  $\mathbf{E}'_{\mathbf{g}i}$  se obtiene que su ángulo corresponde al *ángulo interno* inicial ( $\delta_{0i}$ ) y su magnitud a la tensión interna generada transitoria inicial ( $E'_{g0i}$ ) del  $i$ -ésimo generador.

El valor inicial de la velocidad angular del rotor del  $i$ -ésimo generador síncrono (con  $p_i$  polos) corresponde a su velocidad angular síncrona, obtenida como,

$$\omega_{i0} = \omega_{is} = \frac{120 f_e}{p_i} \times \frac{2\pi}{60} \quad (2.4.15)$$

Por último, para el caso del valor inicial del sistema de excitación (2.4.6), su valor inicial corresponde a,

$$E_{fd0i} = a_i E'_{g0i} - b_i \sum_{k=1, k \neq i}^m (E'_{g0k} \cdot Y_{ik} \cdot \cos[\delta_{0i} - \delta_{0k} + \alpha_{ik}]) \quad (2.4.16)$$

#### 2.4.4. Situaciones severas de operación

Los estudios de estabilidad transitoria permiten evaluar las perturbaciones que pueden presentarse en el sistema, por ejemplo, fallas de corto circuito, cambios súbitos de potencia en nodos de generación o de carga, y salidas de circuitos de líneas de transmisión importantes en la operación del SEP. Una de las perturbaciones de más alto impacto en la estabilidad transitoria de los SEP son las fallas de cortocircuito trifásicas [21]. En este contexto, si el sistema de potencia es capaz de mantener su estabilidad ante este tipo de fallas, se espera que también mantenga su estabilidad ante perturbaciones menos severas. En el análisis de estabilidad transitoria, el efecto de una falla de cortocircuito trifásica se puede incluir en la formulación de la *matriz de admitancia reducida* (2.4.11) en la  $\mathbf{Y}_{\text{bus mod}}$  mediante la admitancia que conecta el punto de falla a tierra ( $y_f$ ).

Una de las condiciones para verificar que se mantiene la estabilidad transitoria del SEP después de una perturbación es que las oscilaciones de las variables de interés se amortigüen. En caso de que no se alcance una condición de estabilidad y las variables del sistema tengan un comportamiento con oscilaciones sostenidas y/o con magnitud creciente, ya sea por una operación tardía de los esquemas de protección o porque estos no operaron, se debe proceder a aislar los componentes del sistema para evitar la pérdida de estabilidad en todo el sistema y daños en los elementos del sistema. Se conoce como *tiempo crítico de liberación de falla* ( $t_{clf}$ ) al tiempo máximo de duración de una perturbación, tomando en cuenta las restricciones físicas de los elementos del sistema, de tal manera que las variables del sistema regresen a una condición en estado estable [22, 31].

## 2.5. Caso de estudio: análisis de estabilidad transitoria en SMBI con generación convencional

En este caso de estudio se analiza el desempeño en estado estable y dinámico de la operación del sistema máquina - bus infinito con una planta de generación convencional mediante la metodología presentada en este capítulo. Se analiza el impacto de una falla de corto circuito trifásica en la estabilidad transitoria del sistema y como el tiempo crítico de liberación de falla depende de la condición operativa en estado estable del generador síncrono. La Figura 2.5 muestra el diagrama unifilar del sistema de prueba. Este sistema se compone de un generador síncrono equivalente, un transformador eléctrico (entre los nodos 2 y 3) y un par de líneas de transmisión (entre los nodos 1 y 3). La numeración de los nodos del sistema se hizo de acuerdo con lo presentado en la Subsección 2.2.2, tal que la tensión base de los nodos 1 y 3 es de  $V_{base1} = V_{base3} = 115$  kV, mientras que la del nodo 2 es de  $V_{base2} = 13.8$  kV. Además, se considera que la frecuencia de operación nominal del sistema es de  $f_{nom} = 60$  Hz.

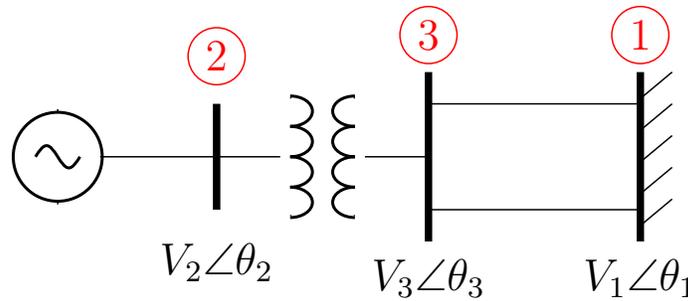


Figura 2.5: Diagrama unifilar del sistema máquina-bus infinito.

La planta generadora es representada por un solo generador síncrono equivalente, con capacidad instalada total de 100 MW y tensión nominal de salida de 13.8 kV. Esta central está interconectada a la red de transmisión del SEN [56] en una tensión de 115 kV, por lo que se utiliza un transformador eléctrico con relación de transformación 13.8 kV/115 kV. El transformador eléctrico se asume que tiene una capacidad de 100 MV A, y que las líneas de transmisión son ACSR 564 kcmil (típicas en sistemas de transmisión [20]), con ampacidad nominal de 1070 A. La Figura A.1a del Apéndice A muestra el circuito equivalente considerado del transformador eléctrico, mientras que la Figura A.2a del Apéndice A muestra el circuito equivalente considerado de cada línea de transmisión, con una relación  $\frac{x_{\ell T}}{r_{\ell T}} = 10$ , típica en sistemas de transmisión [35]. Los parámetros (en por unidad y bajo una potencia base del sistema de  $S_{base} = 100$  MV A) de estos elementos se tomaron de casos de estudio similares presentados en [27, 29, 31],

$$z_T = 0.1j \text{ p.u.}$$

$$z_{\ell T1} = z_{\ell T2} = (0.04 + 0.4j) \text{ p.u.}$$

El nodo 1 es un *bus infinito*<sup>2</sup>, el cual se toma como el nodo *slack* en el estudio de flujos de potencia y representa un sistema de potencia de gran dimensión al cual se interconecta la planta generadora por medio del transformador eléctrico y el par de líneas de transmisión. En estado estable, el nodo *slack* se refiere al nodo con respecto al cual los fasores de tensión de los demás nodos del sistema están referenciados.

### 2.5.1. Análisis en estado estable

A partir de los circuitos equivalentes del transformador eléctrico y las líneas de transmisión del sistema de potencia, la Figura 2.7a muestra la representación de la red para la definición del problema de flujos de potencia. La matriz de admitancias que representa la topología de la red eléctrica es,

$$\mathbf{Y}_{\text{bus}} = \begin{bmatrix} 0.495 - 4.9505j & 0 & -0.495 + 4.9505j \\ 0 & -10j & 10j \\ -0.495 + 4.9505j & 10j & 0.495 - 14.9505j \end{bmatrix}$$

De acuerdo con los datos que se deben tener en cada bus, según su tipo, se define el fasor de tensión en el bus 1 con un valor de  $1\angle 0$ . En el bus 2 se define una magnitud de tensión de 1.03 p.u. y una potencia activa generada de 0.6035 p.u. Por último, en el bus 3, al ser un bus tipo PQ, no se tienen datos iniciales dado que no se cuenta con ninguna carga en este bus. Se resuelve el problema de flujos de potencia mediante el método de Newton-Raphson en software de simulación; la Tabla 2.2 muestra los resultados obtenidos. El signo negativo en  $P_{gen}$  y  $Q_{gen}$  en el nodo 1 se refiere a que el bus infinito no entrega potencia activa ni reactiva, sino que las consume.

Tabla 2.2: Resultados de estudio de flujos de potencia.

Bus	Tipo	V		Ángulo $\theta$ [rad]	$P_{gen}$		$Q_{gen}$	
		[p.u.]	[kV]		[p.u.]	[MW]	[p.u.]	[MVAR]
1	<i>slack</i>	1.0	115	0	-0.5964	-59.64	-0.0081	-0.81
2	PV	1.03	14.214	0.1744	0.6035	60.35	0.1149	11.49
3	PQ	1.0205	117.3575	0.117	————	————	————	————

La corriente base de las zonas del sistema se puede obtener a partir de (2.5.1). Para el bus 2 (lado de baja tensión del transformador) es de  $I_{base2} = 4.184 \text{ kA}$ , mientras que para el bus 3 y 1 (lado de alta tensión del transformador) es de  $I_{base1} = I_{base3} = 502.044 \text{ A}$ .

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V_{base}} \quad (2.5.1)$$

<sup>2</sup>Un *bus infinito* es aquel en el que se asume una magnitud de tensión y una frecuencia de operación constante durante los estudios de la operación del SEP [27, 51].

A partir de (2.2.10) se calculan las corrientes eléctricas (en por unidad) a través de las ramas del SEP, las cuales son iguales debido a que el transformador eléctrico está en una conexión serie con las líneas de transmisión,

$$\mathbf{I}_{23} = (\mathbf{V}_2 - \mathbf{V}_3) \mathbf{Y}_{23} = (0.5964 \angle 3.1279) \text{ (p.u.)} \quad \mathbf{I}_{31} = (\mathbf{V}_3 - \mathbf{V}_1) \mathbf{Y}_{31} = (0.5964 \angle 3.1279) \text{ (p.u.)}$$

Tomando en cuenta la corriente base de cada zona del SEP, la magnitud de corriente a través del transformador (lado de baja tensión:  $I_{TX}$  y lado de alta tensión:  $I_{TH}$ ) y de las líneas de transmisión ( $I_{\ell T1}, I_{\ell T2}$ ) es,

$$I_{TX} = 2.4952 \text{ kA} \quad I_{TH} = 299.419 \text{ A} \quad I_{\ell T1} = I_{\ell T2} = 149.7095 \text{ A}$$

Asimismo, mediante (2.2.11) se calculan las pérdidas de potencia activa y reactiva a través de las ramas, la cuales se deben a la impedancia del transformador eléctrico y las líneas de transmisión,

$$\mathbf{S}_{\text{perd totales}} = (\mathbf{S}_{\text{perd } 23} + \mathbf{S}_{\text{perd } 31}) \times S_{\text{base}} \quad \rightarrow \quad \mathbf{S}_{\text{perd totales}} = \left( \frac{|\mathbf{I}_{23}|^2}{-\mathbf{Y}_{23}} + \frac{|\mathbf{I}_{31}|^2}{-\mathbf{Y}_{31}} \right) \times S_{\text{base}}$$

$$P_{\text{perd tot}} = 0.711 \text{ MW} \quad Q_{\text{perd tot}} = 10.672 \text{ MV AR}$$

Con respecto a la corriente eléctrica que circula por cada una de líneas de transmisión (149.7095 A), se observa que esta es menor que la ampacidad de las líneas (1070 A). Además, la potencia aparente que entrega la planta generadora y que circula por el transformador eléctrico (2.2.6) es de 61.434 MV A, que es menor a la capacidad nominal de estos elementos (100 MV A). Por lo tanto, no se sobrecargan los componentes del sistema en su operación en estado estable. De manera adicional, se cumple que la magnitud de tensión en los nodos del sistema se mantiene con una variación no mayor al 5% con respecto al valor nominal, como lo establece el código de red mexicano [57].

A partir de los resultados del estudio de flujos de potencia (Tabla 2.2), la Figura 2.6 muestra las transferencias de potencia en el SMBI. Tanto la potencia activa como la potencia reactiva van del bus 2 al bus 3, y de este último al bus 1.

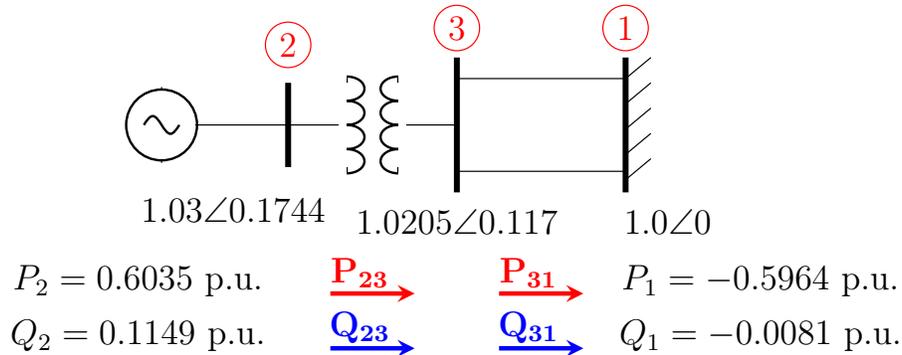


Figura 2.6: Transferencias de potencia en el SMBI.

## 2.5.2. Condiciones iniciales

Dado que es de interés considerar el nodo interno del generador síncrono y construir una *matriz de admitancias reducida*, se toma en cuenta la representación del sistema de prueba que muestra la Figura 2.7b. Se asume que la resistencia de armadura es mucho menor que la reactancia síncrona transitoria del generador, por lo tanto, se desprecian las pérdidas de potencia activa en el generador [31, 48]. Los parámetros del generador síncrono y del sistema de excitación de la planta de generación son los presentados en la Tabla A.1 y la Tabla A.2 del Apéndice A.

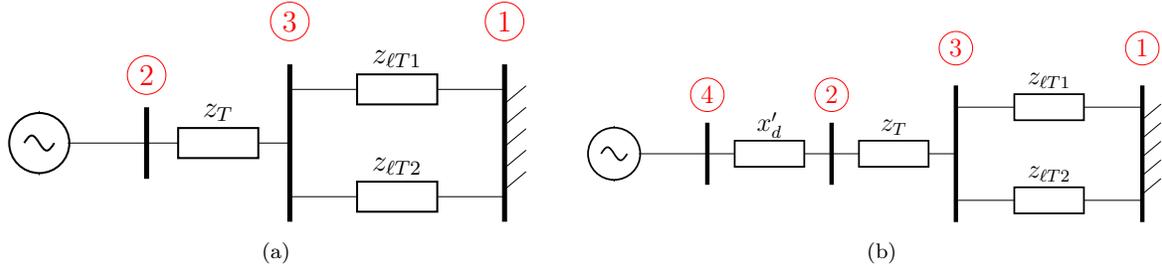


Figura 2.7: Interacción de los componentes en el sistema de prueba para (a) el estudio en estado estable, (b) cálculo de condiciones iniciales.

Para la construcción de la *matriz de admitancias reducida*, se considera una impedancia interna del *bus infinito* que tienda a cero (pero sin ser cero para evitar un cálculo indefinido), por ejemplo,  $z = 1 \times 10^{-16}$  p.u., tal que se obtiene la matriz (2.5.2). Por otro lado, para considerar el efecto de la falla de cortocircuito trifásico, se considera una impedancia del bus 3 a tierra con un valor de  $z_f = 1 \times 10^{-4}$ , tal que se obtiene la matriz (2.5.3).

$$\mathbf{Y}_{\text{bus red}} = \begin{bmatrix} -1.9202j & -0.0739 + 1.9202j \\ -0.0739 + 1.9202j & 0.0739 - 1.9202j \end{bmatrix} \quad (2.5.2)$$

$$\mathbf{Y}_{\text{bus red f}} = \begin{bmatrix} -4.95j & 0.0015 + 0.0002j \\ 0.0015 + 0.0002j & 0.001 - 3.125j \end{bmatrix} \quad (2.5.3)$$

De la Figura 2.7b, debido a la conexión serie del generador síncrono y el transformador eléctrico, el fasor de corriente que circula por la reactancia transitoria del generador es  $\mathbf{I}_g = 0.5964 \angle 3.1279$ . De acuerdo con lo expuesto en la Subsección 2.4.3, la tensión interna generada transitoria es,

$$\mathbf{V}_4 = \mathbf{E}'_g = \mathbf{V}_2 + (r_a + jx'_d) \cdot \mathbf{I}_g$$

$$\mathbf{V}_4 = \mathbf{E}'_g = 1.0624 \angle 0.2961$$

Por lo tanto, la magnitud de la tensión interna generada transitoria inicial es  $E'_{g0} = 1.0624$  p.u. y el *ángulo interno* inicial es  $\delta_0 = 0.2961$  rad.

Además, de acuerdo con (2.4.15) se obtiene una velocidad angular inicial del rotor del generador de  $\omega_0 = 376.9911 \text{ rad s}^{-1}$ . Por último, de acuerdo con (2.4.16) y con (2.5.2) se obtiene que el valor de tensión de campo inicial es,

$$E_{fd0} = [1 - B_{22} (x_d - x'_d)] \cdot E'_{g0} - (x_d - x'_d) \cdot V_{inf} \cdot Y_{21} \cdot \cos[\delta_0 - \theta_{inf} + \alpha_{21}]$$

$$E_{fd0} = 3.6265 \text{ p.u.}$$

Donde  $V_{inf}$  y  $\theta_{inf}$  son la magnitud y ángulo de la tensión en el bus infinito.

### 2.5.3. Análisis dinámico

Se considera el modelo transitorio del generador síncrono y un sistema de excitación de primer orden, según lo presentado en la Subsección 2.4.1. Las ecuaciones diferenciales asociadas a las variables de estado son las presentadas a continuación:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{p}{2} (\omega_r - \omega_0) \quad (2.5.4a)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \left( \frac{\omega_0}{2H} \right) (P_m - P_2 - D \cdot [\omega_r - \omega_0]) \quad (2.5.4b)$$

$$\frac{dE'_g}{dt} = \left( \frac{1}{\tau'_{d0}} \right) (-a_1 E'_g + E_{fd} + b_1 \cdot (V_{inf} \cdot Y_{21}) \cdot \cos[\delta - \theta_{inf} + \alpha_{21}]) \quad (2.5.4c)$$

$$\frac{dV_a}{dt} = \frac{1}{\tau_A} [-V_a + K_A(V_{tref} - V_2) + E_{fd0}] \quad (2.5.4d)$$

Donde la potencia mecánica de entrada del generador es  $P_m = 0.6035 \text{ p.u.}$ , y la tensión de referencia en terminales del generador es  $V_{tref} = 1.03 \text{ p.u.}$  Además, el cálculo de la potencia activa ( $P_2$ ) corresponde a la expresión (2.4.3b), las tensiones nodales se calculan con (2.4.12) y las corrientes de los nodos de generación se determinan a partir de (2.4.13).

Se considera como disturbio en la red de transmisión una falla de cortocircuito trifásica en  $t = 1 \text{ s}$  con una duración de 15 ciclos de la frecuencia nominal del sistema ( $t_f = \frac{15}{60} = 250 \text{ ms}$ ) en el bus 3 del sistema. Se resuelve el conjunto de ecuaciones diferenciales por el método de Runge-Kutta de cuarto orden [27]. Durante el momento de la falla se considera la *matriz de admitancias reducida* de falla (2.5.3), y para cualquier otro tiempo la *matriz de admitancias reducida* (2.5.2). La Figura 2.8 presenta la evolución de las variables de interés del sistema. En estado estable se mantiene un equilibrio entre la potencia mecánica ( $P_m$ ) y eléctrica ( $P_2$ ) del generador, por lo que la velocidad angular del rotor ( $\omega_r$ ) se mantiene constante, al igual que el resto de las variables. Cuando ocurre la falla, se observa que se presentan algunas oscilaciones en las variables durante el periodo transitorio. Después, hay un amortiguamiento en las variables del sistema hasta llegar de nuevo a un valor en estado estable; por lo tanto, el sistema mantiene su estabilidad después de la perturbación.

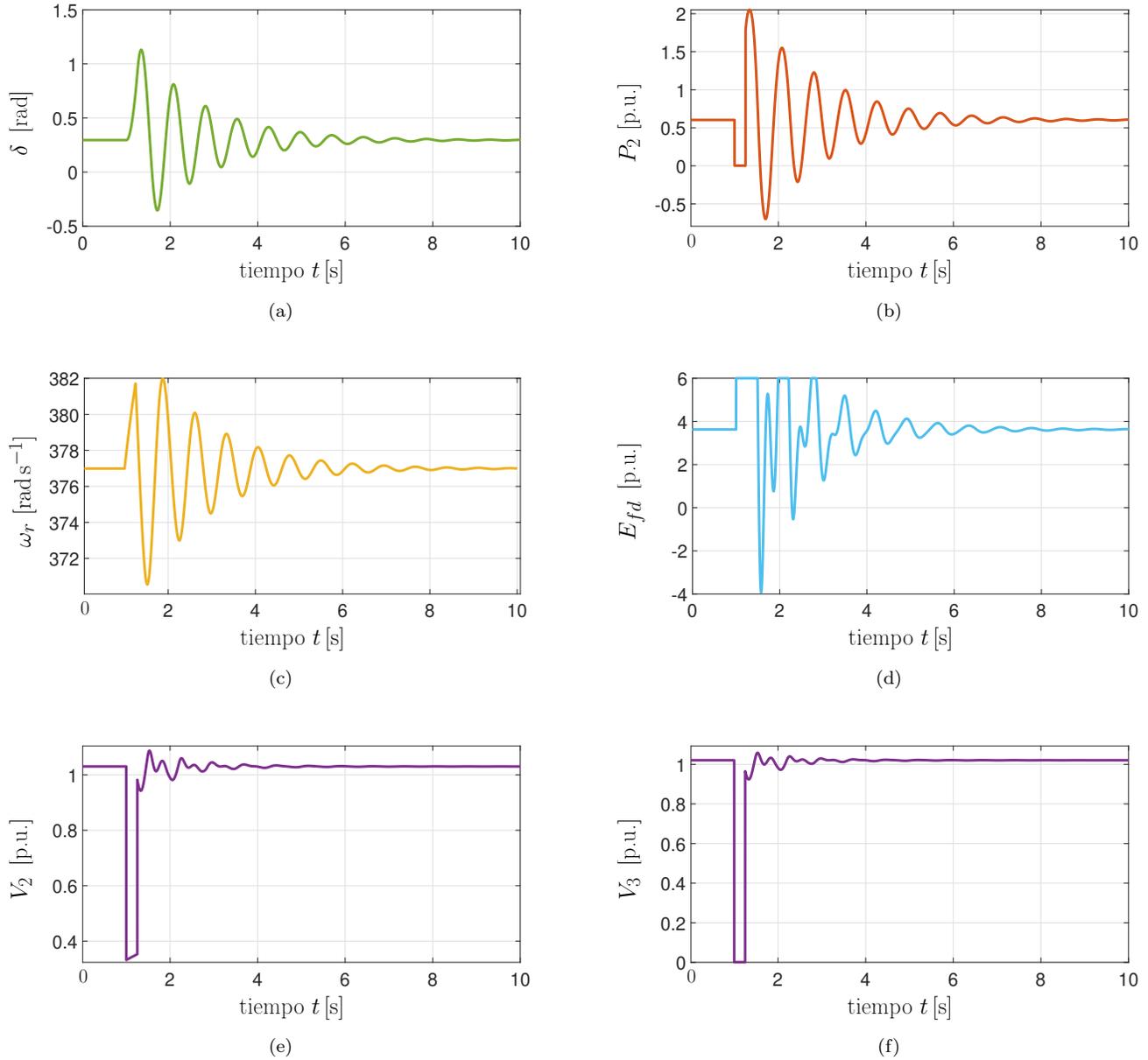


Figura 2.8: Variables de interés del SEP ante una falla de cortocircuito de 15 ciclos en el bus 3: (a) *ángulo interno* del generador, (b) potencia activa del generador, (c) velocidad angular del rotor del generador, (d) tensión del circuito de campo del generador, (e) magnitud de tensión en bus 2, (f) magnitud de tensión en bus 3 [58].

Ante la presencia de la falla de cortocircuito, el generador síncrono deja de suministrar potencia activa a la red ( $P_2$ ), por lo tanto, se producen oscilaciones electromecánicas en el rotor del generador ( $\delta$ ,  $\omega_r$ ). La magnitud de tensión en los buses 2 y 3 ( $V_2$ ,  $V_3$ ) cae súbitamente a 0.3319 p.u. y 0 p.u., respectivamente, debido a que la falla tuvo su origen en el bus 3. Esto hace que mientras se tenga la presencia de la falla en la red, la tensión de campo del sistema de excitación del generador ( $E_{fd}$ ) aumente para poder incrementar la inyección de potencia reactiva a la red. Una vez liberada la falla y después del amortiguamiento de las oscilaciones de la tensión de campo, esta variable regresa a su valor de pre-falla (3.6265 p.u.) para poder mantener la magnitud de tensión del bus 2 a su valor de referencia (1.03 p.u.) en la condición de estado estable después del periodo transitorio.

La corriente eléctrica inyectada por el generador aumenta repentinamente durante la falla (de acuerdo con las expresiones 2.4.13 y 2.5.1) hasta un valor de 9.2905 kA, es decir, hasta 3.7229 veces el valor en estado estable. Esta corriente se dice que es reactiva ya que está asociada a la inyección de potencia reactiva por el generador durante el periodo de falla.

Dependerá de la duración de la falla para poder determinar si el sistema regresa a una condición en estado estable o se pierde la estabilidad. A partir de la condición operativa en estado estable analizada (Tabla 2.2), se simularon diferentes tiempos de liberación de falla. La Tabla 2.3 resume los resultados, incluyendo la corriente máxima que entrega el generador ( $I_{g\ max}$ , en kA) y la corriente máxima con respecto a la corriente en estado estable ( $\frac{I_{g\ max}}{I_{g0}}$ ). La Figura 2.9 compara el comportamiento del *ángulo interno* y potencia activa del generador cuando el sistema se somete a una falla de 15 ciclos, de 27 ciclos y de 28 ciclos. Se observa que el tiempo crítico de liberación de falla es de 27 ciclos ( $t_{clf} = \frac{27}{60} = 0.45$  ms), ya que si la falla dura 28 ciclos se pierde la estabilidad del SMBI.

Tabla 2.3: Variación del tiempo de falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 del sistema de potencia.

Duración de la falla $t_f$	$I_{g\ max}$ [kA]	$\frac{I_{g\ max}}{I_{g0}}$
$\frac{9}{60}$ S	5.9648	2.3902
$\frac{15}{60}$ S	9.2905	3.7229
$\frac{21}{60}$ S	13.3384	5.345
$\frac{27}{60}$ S	17.868	7.1601

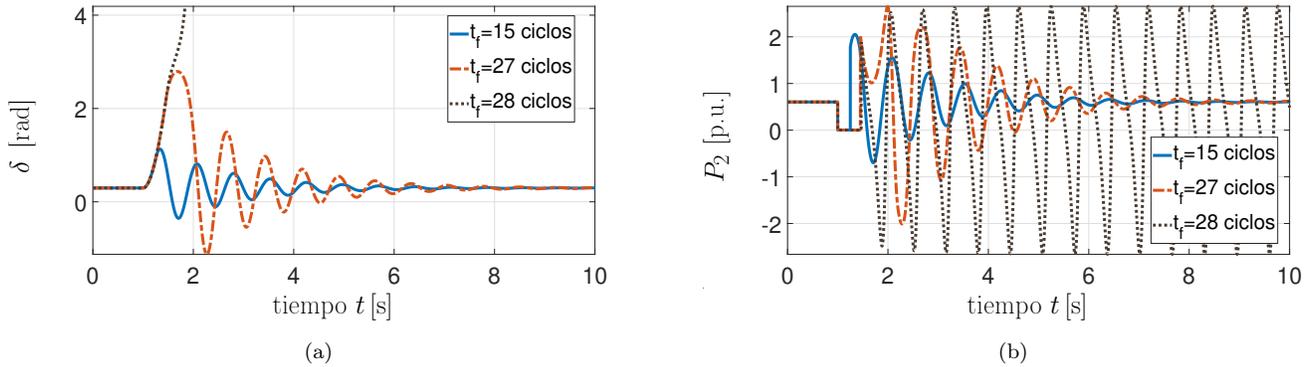


Figura 2.9: Variables de interés del sistema de potencia ante una falla de cortocircuito de 15 ciclos, 27 ciclos y 28 ciclos en el bus 3: (a) *ángulo interno* del generador, (b) potencia activa del generador [58].

A partir del caso base de la operación en estado estable del SMBI (Tabla 2.2), se hacen modificaciones en la potencia activa en estado estable del generador síncrono (bus 2). La Tabla 2.4 presenta los resultados del tiempo crítico de liberación de falla, determinado a partir de las simulaciones, para diferentes casos. También se presentan los resultados de la corriente máxima que entrega el generador ( $I_{g\ max}$ , en kA) y la corriente máxima con respecto a la corriente en estado estable ( $\frac{I_{g\ max}}{I_{g0}}$ ). Al modificar la potencia activa en estado estable del generador síncrono, cambian los resultados de flujos de potencia, así como las condiciones iniciales de las variables de estado.

Tabla 2.4: Variación de la potencia activa en estado estable del generador y su impacto en el tiempo crítico de liberación de falla y corriente máxima de falla ante una falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 del sistema de potencia.

Potencia activa en estado estable $P_2$ (p.u.)	$I_{g\max}$ [kA]	$\frac{I_{g\max}}{I_{g0}}$	$t_{clf}$
0.6035	17.868	7.1601	$\frac{27}{60}$ S
0.7000	16.849	5.8307	$\frac{23}{60}$ S
0.8000	17.7722	5.3848	$\frac{21}{60}$ S
0.9000	16.5178	4.4482	$\frac{18}{60}$ S

De los resultados de la Tabla 2.4, se observa que mientras mayor sea la potencia eléctrica que entrega un generador síncrono antes de que ocurra una falla, menor es el tiempo crítico de liberación de falla y, por tanto, mayor es la posibilidad de que el sistema pueda perder la estabilidad.

Con respecto al desempeño del SMBI, en estado estable, el generador síncrono es capaz de tener un intercambio de potencia activa y reactiva con el bus infinito. Las variables del sistema están dentro de límites permisible y sin sobrepasar los límites de operación de los componentes del sistema. En la condición transitoria, se obtuvo que la central generadora es capaz de mantenerse conectada a la red durante el evento de falla por lo menos 250 ms (para diferentes casos, Tabla 2.4), que es el tiempo mínimo requerido indicado en el código de red mexicano [57]. Si no se sobrepasa el tiempo crítico de liberación de falla, el sistema es capaz de regresar a una condición en estado estable después de un periodo transitorio con oscilaciones en las variables del sistema. Por lo tanto, la operación del SMBI con generación convencional resulta ser confiable, segura, suficiente y estable mientras no se sobrepase el tiempo crítico de liberación de falla.

Finalmente, en cuanto al alcance del modelo transitorio del generador síncrono, este es válido para el análisis de estabilidad transitoria de sistemas de potencia. A pesar de ser un modelo simplificado, se obtienen resultados cercanos a los que se tendrían en el sistema físico. Para otro tipo de estudios dinámicos del generador síncrono, será necesario otro tipo de modelos [22, 28].

## 2.6. Conclusiones

Una falla de cortocircuito trifásica es un evento severo en la operación de los sistemas eléctricos de potencia que puede poner en riesgo su estabilidad transitoria si se sobrepasa el tiempo crítico de liberación de falla o si ocurre un daño permanente en los componentes. El estudio de la operación de sistemas de potencia parte de una condición en estado estable y tiene como fin evaluar las perturbaciones que pueden presentarse en el sistema. Si el sistema es estable ante una perturbación, las variables del sistema regresan a una condición en estado estable. Se requiere de la selección de modelos adecuados y del uso de software para realizar simulaciones y evaluar el desempeño del sistema, para garantizar su confiabilidad, seguridad, suficiencia y estabilidad.

## Capítulo 3

# Operación de sistemas eólicos con turbina de eje horizontal basados en el PMSG

La principal fuente de diversas energías renovables, directa o indirectamente, es el Sol [8]. La diferencia de radiación solar en diferentes puntos de la superficie del planeta provoca variaciones en la presión atmosférica, lo cual da como resultado un gradiente de presión que causa el desplazamiento de masas de aire (i.e viento) de los puntos de mayor a menor presión. Existen otros factores que afectan la velocidad del viento, por ejemplo, el efecto Coriolis, la composición química del aire, barreras geográficas, y las condiciones climatológicas locales [59].

La energía eólica se puede transformar en energía eléctrica por medio de aerogeneradores, de los cuales se tienen diversos tipos (Sección 3.1), tal que la interacción entre sus componentes mecánicos y eléctricos (Sección 3.2) hace posible esta conversión. Además, para aprovechar al máximo la disponibilidad del recurso eólico, es posible implementar un seguimiento del punto de máxima extracción de potencia eólica (MPPT por sus siglas en inglés) sin sobrepasar los límites operativos de los aerogeneradores (Sección 3.3).

Para poder hacer estimaciones de la potencia eólica que se puede extraer por una turbina es necesario tener mediciones de la velocidad del viento a la altura del eje del aerogenerador, lo cual se realiza típicamente mediante anemómetros. Previo a la construcción de un parque eólico (Subsección 1.1.1) se realizan estudios para determinar el potencial eólico de la región en cuestión, para lo cual resulta más sencillo hacer las mediciones de la velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del suelo, para posteriormente extrapolar los resultados a la altura del eje del aerogenerador [60]. En la Figura 3.1 se ejemplifican diversos perfiles de velocidad de viento en diferentes intervalos de tiempo, estas mediciones fueron realizadas en una región de Dinamarca a 30 m sobre el nivel del suelo por el Risø National Laboratory for Sustainable Energy [35]. Se observa que conforme la ventana de tiempo de las mediciones aumenta, se tienen variaciones mayores en la velocidad del viento.

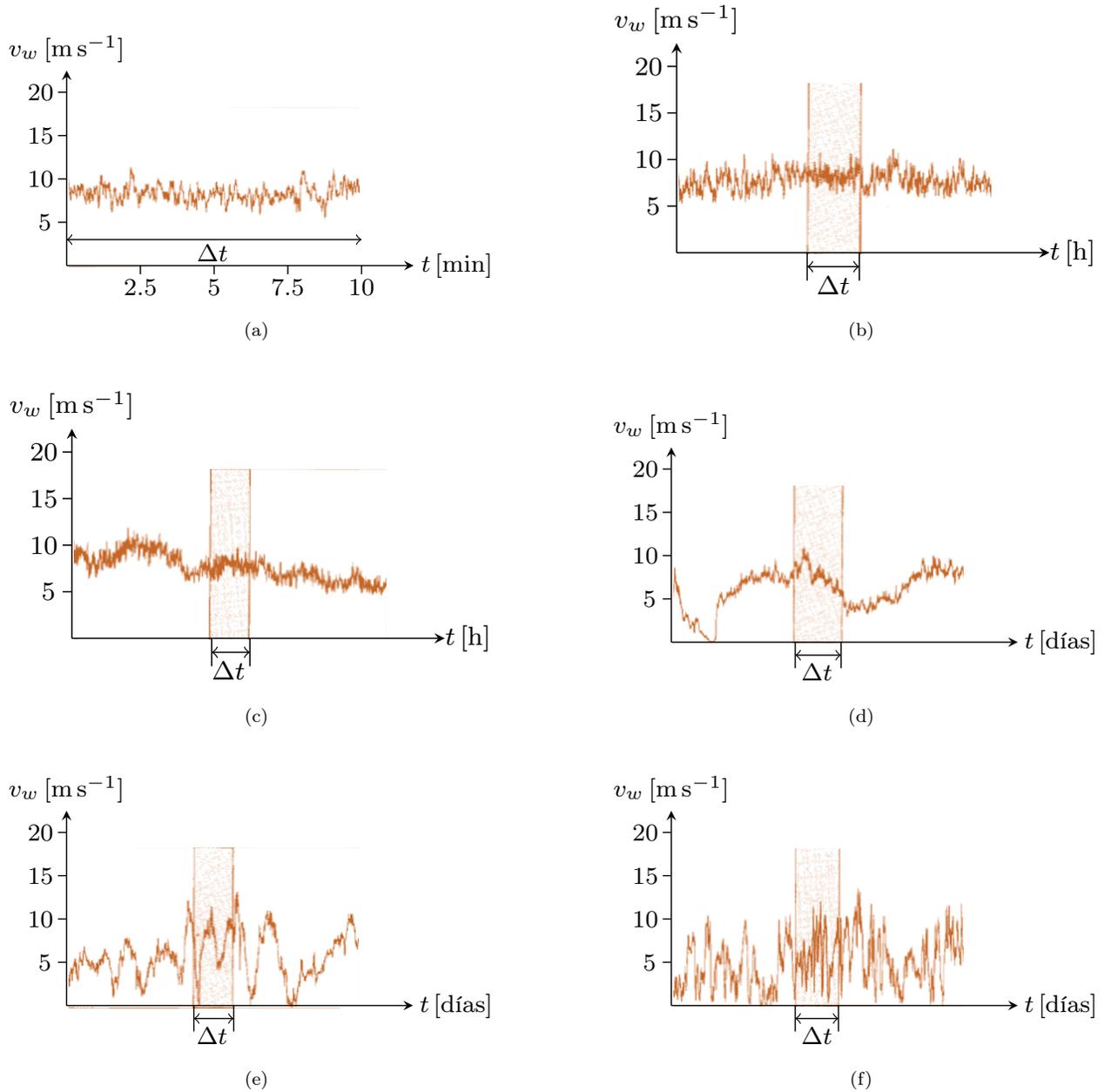


Figura 3.1: Variación de la velocidad del viento en un  $\Delta t$  de: (a) 10 minutos, (b) 1 hora, (c) 8 horas, (d) 2 días, (e) 15 días, (f) 100 días [35].

### 3.1. Tipos de aerogeneradores

Existen diversas clasificaciones de aerogeneradores, en este capítulo se enuncian algunas de ellas, por ejemplo, según las características de velocidad angular del rotor del generador (Subsección 3.3.4), según la orientación del eje de rotación de la turbina, según la ubicación donde son instalados, y según su tamaño (de acuerdo con el diámetro que forman sus aspas y la potencia nominal). Esta última ha cambiado con el paso de los años debido a que cada vez los aerogeneradores son de mayor tamaño y, por lo tanto, de mayor potencia nominal.

### 3.1.1. Clasificación según la orientación de su eje de rotación

Los aerogeneradores con turbinas de eje horizontal (HAWT por sus siglas en inglés) son aquellos cuyas aspas giran alrededor de un eje paralelo al plano horizontal donde está la torre del aerogenerador. La Figura 3.2 muestra HAWT con dos y tres aspas en la turbina, siendo  $R$  el radio de la circunferencia barrida por las aspas. La velocidad del viento que se aprovecha por este tipo de aerogeneradores es solamente la asociada a la componente perpendicular al área de incidencia que forman las aspas de la turbina eólica [12].

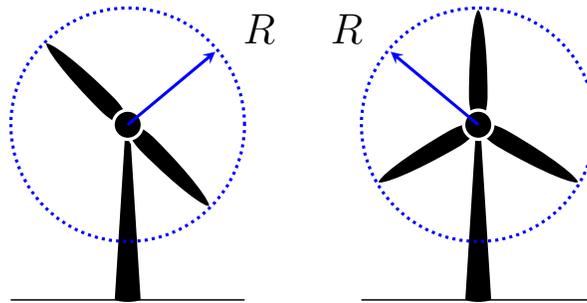


Figura 3.2: Aerogeneradores con turbinas de eje horizontal de 2 y 3 aspas.

Por otro lado, los aerogeneradores con turbinas de eje vertical (VAWT por sus siglas en inglés) son aquellos cuyo eje gira alrededor de un eje perpendicular al plano horizontal donde está la torre del aerogenerador. A diferencia del área de barrido de las HAWT, la cual es circular plana, la de las VAWT es una superficie tridimensional, cuya forma depende del diseño de la turbina. Los diseños de VAWT más comunes son: anemómetro de copa, tipo elevación, tipo Savonius, tipo Darrieus, tipo híbrido Darrieus–Savonius [59].

Las principales ventajas de los aerogeneradores con HAWT es que debido a la altura de sus torres pueden captar viento a mayores velocidades que las que podría captar los aerogeneradores con VAWT. Además, las HAWT son capaces de regular la potencia extraída del viento en un rango amplio de velocidades debido a los controladores que tienen implementados en sus convertidores (Subsección 3.3.6). Para el caso de las VAWT, su operación es independiente de la dirección del viento; sin embargo, no suelen tener esquemas de control para limitar la potencia extraída para altos valores de velocidad de viento [51]. Finalmente, la velocidad relativa  $\lambda$  (Subsección 3.3.2) requerida para tener una máxima extracción de potencia en los aerogeneradores con HAWT es aproximadamente entre 6.3 rad y 8.7 rad, mientras que para los aerogeneradores con VAWT la velocidad relativa requerida para esta misma consigna es de aproximadamente entre 2.5 rad y 3.5 rad [12, 61].

### 3.1.2. Clasificación según su diámetro y potencia nominal

Una posible clasificación de los aerogeneradores es según el diámetro de la circunferencia barrida por las aspas y la potencia nominal de la turbina (Tabla 3.1). El primero de estos criterios aplica solo para aerogeneradores con HAWT. Los aerogeneradores con VAWT son en su gran mayoría “turbinas pequeñas” debido a que su potencia nominal suele llegar hasta valores de 4 kW [62].

Tabla 3.1: Clasificación de turbinas eólicas según el diámetro que forman las aspas y su potencia nominal [7, 9].

Clasificación	Diámetro de la circunferencia barrida por las aspas	Potencia nominal
Turbinas Pequeñas	Hasta 20 m	Hasta 100 kW
Turbinas Medianas	(20, 40] m	(100, 500] kW
Turbinas Grandes	(40, 100] m	(0.5, 2] MW
Turbinas Megas	Desde 100 m	Desde 2 MW

### 3.1.3. Clasificación según la ubicación donde son instalados

Según el criterio de ubicación de aerogeneradores, estos pueden ser clasificados como unidades de generación distribuida a pequeña escala, o bien, como plantas de generación a gran escala [33]. El primer tipo de estos se refiere a sistemas con turbinas “pequeñas” (Tabla 3.1) ubicada en lugares lo más próximos posibles a las cargas (centros de consumo), generalmente interconectados a las redes de distribución. Por otra parte, los aerogeneradores a gran escala se utilizan para el intercambio de potencia en sistemas eléctricos de potencia, es por esto que se encuentran interconectados a las redes de transmisión; estos últimos son los considerados en este trabajo.

Adicionalmente, los aerogeneradores también pueden clasificarse como terrestres o marítimos. La mayor parte de parques eólicos actualmente operando son de tipo terrestre (Subsección 1.1.2), sin embargo, cada vez existe un mayor interés en los parques eólicos marítimos debido a que se tiene que las velocidades del viento son mayores, más uniformes (i.e. con poca turbulencia) y más predecibles sobre la superficie del mar. Además, el impacto visual y auditivo es mínimo [51].

## 3.2. Partes de un aerogenerador

Los aerogeneradores se componen de partes mecánicas y eléctricas, la interacción entre estas hace posible la captación de energía eólica para su conversión en energía eléctrica. En la Figura 3.3a se muestra un diagrama de un aerogenerador tipo terrestre con turbina de eje horizontal [51]. Sobre la torre de este tipo de aerogeneradores está colocada una estructura llamada góndola, en la cual se encuentran principalmente la caja de engranajes, el generador eléctrico de AC, y en algunas ocasiones el convertidor. Sus principales partes son:

- |  |   |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Eje de la turbina: 1.a aspas y 1.b buje.</li> <li>2. Actuador del ángulo de inclinación de las aspas.</li> <li>3. Cubierta.</li> <li>4. Góndola.</li> <li>5. Cojinetes.</li> <li>6. Caja de engranajes.</li> <li>7. Freno.</li> <li>8. Generador eléctrico de AC.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>9. Convertidor basado en electrónica de potencia, dispositivos de control y protección.</li> <li>10. Veleta y anemómetro.</li> <li>11. Sistema de orientación.</li> <li>12. Torre.</li> <li>13. Cables de potencia.</li> <li>14. Transformador eléctrico.</li> <li>15. Cimientos.</li> </ol> |
|--|---|

En la Figura 3.3b se muestra un diagrama de un aerogenerador tipo terrestre con turbina de eje vertical [51]. Para este tipo de aerogeneradores, el generador eléctrico de AC, el convertidor, así como el transformador eléctrico se encuentran en la base de la turbina. Sus principales partes son:

- |  |   |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aspas.</li> <li>2. Eje de la turbina.</li> <li>3. Cojinetes.</li> <li>4. Caja de engranajes.</li> <li>5. Freno.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>6. Generador eléctrico de AC.</li> <li>7. Convertidor basado en electrónica de potencia, dispositivos de control y protección.</li> <li>8. Transformador eléctrico.</li> </ol> |
|--|---|

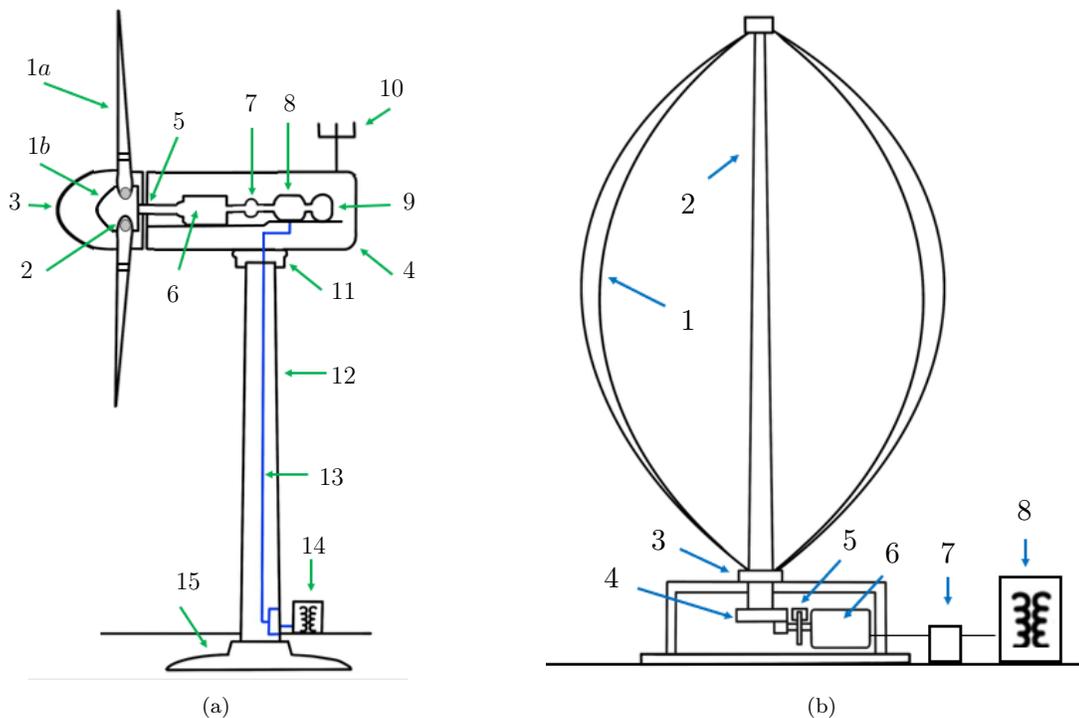


Figura 3.3: Partes de un aerogenerador: (a) tipo terrestre con turbina de eje horizontal, (b) con turbina de eje vertical tipo Darrieus.

### 3.3. Proceso de conversión de energía en un aerogenerador con HAWT

A partir del desplazamiento de una masa de aire perpendicular al área de incidencia de la turbina eólica, se hacen girar el eje de la turbina, lo cual transforma la energía cinética debida al viento en energía mecánica transmitida al eje de la turbina. Posteriormente, se tiene un proceso de transmisión de potencia mecánica mediante una caja de engranajes, encargada de incrementar la velocidad angular del eje del generador eléctrico. Independientemente del tipo de generador eléctrico utilizado, este se encarga de transformar la energía mecánica de su eje en energía eléctrica en sus terminales. Después, se tiene un acondicionamiento de las variables eléctricas por medio de un convertidor basado en electrónica de potencia y se eleva el nivel de tensión por medio de un transformador eléctrico. Finalmente, se tiene el intercambio de potencia con la red eléctrica con la cual se interconecta el aerogenerador.

El diagrama de la Figura 3.4 ilustra cada una de las etapas del proceso de conversión de energía en un aerogenerador con turbina de eje horizontal, donde,

$P_w$  es la potencia eólica de entrada a la turbina, en W.

$v_w$  es la magnitud de la componente de la velocidad del viento perpendicular al área de barrido de las aspas de la turbina eólica, en  $\text{ms}^{-1}$ .

$P_{tur}$  es la potencia mecánica de la turbina eólica que puede extraer del viento, en W.

$\omega_{tur}$  es la velocidad angular del eje la turbina eólica, en  $\text{rad s}^{-1}$ .

$P_m$  es la potencia mecánica aplicada al eje del generador eléctrico, en W.

$\omega_r$  es la velocidad angular del eje del generador eléctrico, en  $\text{rad s}^{-1}$ .

$P_e$ , en W, y  $Q_e$ , en VAR, es la potencia activa y reactiva generada por el generador eléctrico, respectivamente.

$P_g$ , en W, y  $Q_g$ , en VAR, es la potencia activa y reactiva que se intercambia con la red eléctrica a la que se interconecta el aerogenerador.

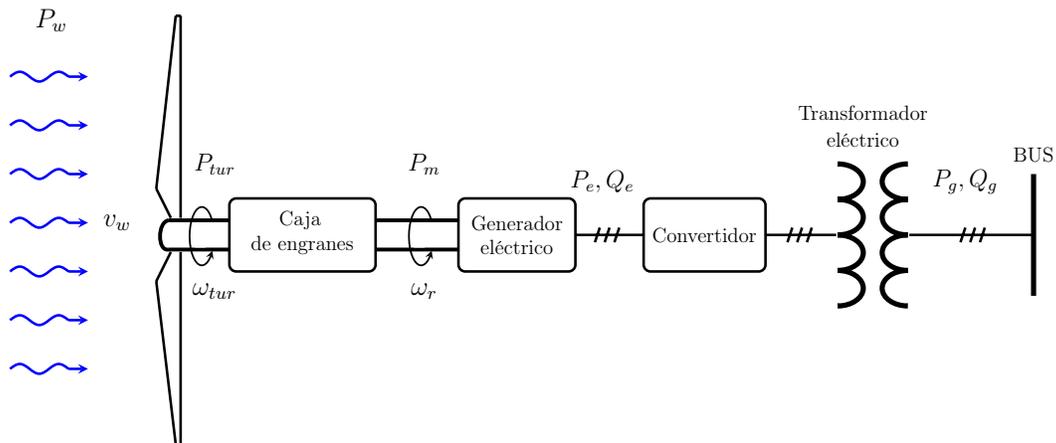


Figura 3.4: Proceso de conversión de energía en un aerogenerador con turbina de eje horizontal.

### 3.3.1. Potencia eólica

La potencia eólica de entrada a la turbina, en W, corresponde a [7, 12],

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v_w^3 \quad (3.3.1)$$

donde:

$\rho$  es la densidad del aire, en  $\text{kg m}^{-3}$ .

$A_r$  es el área de barrido del rotor de la turbina, en  $\text{m}^2$ . Para el caso particular de aerogeneradores con HAWT, el área de barrido que forman las aspas (Figura 3.2) se obtiene a partir del radio de la circunferencia barrida por las aspas ( $R$ ) como,

$$A_r = \pi R^2 \quad (3.3.2)$$

La densidad del aire a nivel del mar tiene un valor de  $\rho = 1.225 \text{ kg m}^{-3}$ , pero esta toma otros valores dependiendo de diversos factores según donde esté instalado el aerogenerador, entre ellos, la temperatura ambiente, la presión atmosférica, la composición química del aire, y la humedad del aire, incluso en un mismo lugar la densidad del aire puede cambiar de valor según la estación del año [6, 7, 59]. Considerando al aire como un gas ideal, su densidad se puede aproximar como,

$$\rho = \frac{P_r}{T} \times \frac{M}{R} \quad (3.3.3a)$$

$$P_r = P_{r0} \times \left(1 - \frac{L \cdot h}{T_0}\right)^{\frac{g \cdot M}{R \cdot L}} \quad (3.3.3b)$$

donde:

$P_r$  es la presión atmosférica del aire a la altura del eje del aerogenerador, en Pa.

$P_{r0} = 101.325 \text{ kPa}$  es la presión atmosférica del aire a nivel del mar.

$T$  es la temperatura ambiente del aire a la altura del eje del aerogenerador, en K.

$T_0 = 288.15 \text{ K}$  es la temperatura ambiente del aire a nivel del mar.

$M = 0.02897 \text{ kg mol}^{-1}$  es la masa molecular promedio del aire.

$R = 8.3145 \text{ kJ mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$  es la constante de los gases ideales.

$g = 9.8066 \text{ m s}^{-2}$  es la aceleración gravitacional terrestre.

$L = 0.0065 \text{ K m}^{-1}$  es la tasa de lapso de temperatura.

$h$  es la altura del eje del aerogenerador sobre el nivel del mar, en m.

### 3.3.2. Potencia extraída por la turbina eólica

Debido a que se tiene un proceso de conversión de energía, se presentan pérdidas en la extracción de potencia en la turbina. Por consiguiente, se asocia a este proceso una eficiencia aerodinámica que recibe el nombre de *coeficiente de potencia*  $C_p(\lambda, \beta)$  y corresponde a la relación de la potencia eólica de salida y la potencia eólica de entrada de la turbina.

El límite de Lanchester–Betz–Joukowski [59, 63] establece que el *coeficiente de potencia* puede alcanzar un valor máximo de  $C_{pmax} = \frac{16}{27}$ , independientemente del diseño de la turbina eólica. En turbinas eólicas de tres aspas, el *coeficiente de potencia* máximo que se ha podido alcanzar [12, 32] está en el rango de  $C_p = [0.4, 0.55]$ .

La potencia mecánica extraída por la turbina eólica  $P_{tur}$ , en W, depende de dos parámetros de la turbina: i) la velocidad angular del eje de la turbina  $\omega_{tur}$  (si es fija o variable) y; ii) el ángulo de inclinación de las aspas  $\beta$  (si es fijo o variable), entonces, se tienen cuatro diferentes combinaciones. En este trabajo se considera solo la turbina de velocidad angular variable y ángulo de inclinación de las aspas variable, cuya potencia mecánica corresponde a (3.3.4) y su curva de desempeño, bajo un esquema MPPT, se puede aproximar mediante la mostrada en la Figura 3.5.

$$P_{tur} = \begin{cases} 0 & ; v_w < v_C \\ \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v_w^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) & ; v_C \leq v_w < v_R \\ P_{nom} & ; v_R \leq v_w < v_F \\ 0 & ; v_w \geq v_F \end{cases} \quad (3.3.4)$$

donde:

$v_C$  es la velocidad de viento de corte inferior: aquella con la cual se produce un cambio del estado de reposo a movimiento (o viceversa) en el giro del eje de la turbina, i.e. cuando la turbina logra vencer su inercia.

$v_R$  es la velocidad de viento nominal: aquella con la cual se obtiene la potencia nominal de la turbina.

$v_F$  es la velocidad de viento de corte superior: es la máxima a la cual la turbina está diseñada para operar.

En la Figura 3.5 se comparan la potencia de entrada y de salida de la turbina eólica: mientras la potencia de entrada  $P_w$  crece indefinidamente con el aumento de la velocidad del viento, la potencia de salida  $P_{tur}$  está acotada a la potencia nominal de la turbina. Se identifican cinco regiones de la curva de desempeño de la potencia de salida de la turbina:

- I. En la primer región se tienen velocidades de viento menores que la de corte inferior, debido a la inercia de la turbina es que no gira su eje, por consiguiente, no se tiene potencia generada.
- II. La segunda región corresponde a la zona de operación del aerogenerador donde se busca extraer la máxima potencia posible según la disponibilidad del recurso eólico. Se regula la velocidad angular del eje de la turbina ( $\omega_{tur}$ ) y se mantiene el ángulo de inclinación de las aspas en  $\beta = 0^\circ$ , obteniendo el *coeficiente de potencia* máximo global ( $C_{pmaxg}$ ).
- III. En la tercera región, si aplica, se alcanza la velocidad angular máxima del eje la turbina y se mantiene el ángulo de inclinación de las aspas en  $\beta = 0^\circ$ , obteniendo un *coeficiente de potencia* menor que el máximo global.

- IV. En esta región se mantiene  $\omega_{tur}$  constante a su valor máximo y se regula  $\beta$  para limitar la potencia extraída de la turbina a su potencia nominal.
- V. En la última región, se implementa un mecanismo de frenado para evitar riesgos mecánicos en la turbina, por lo que la potencia generada es nula.

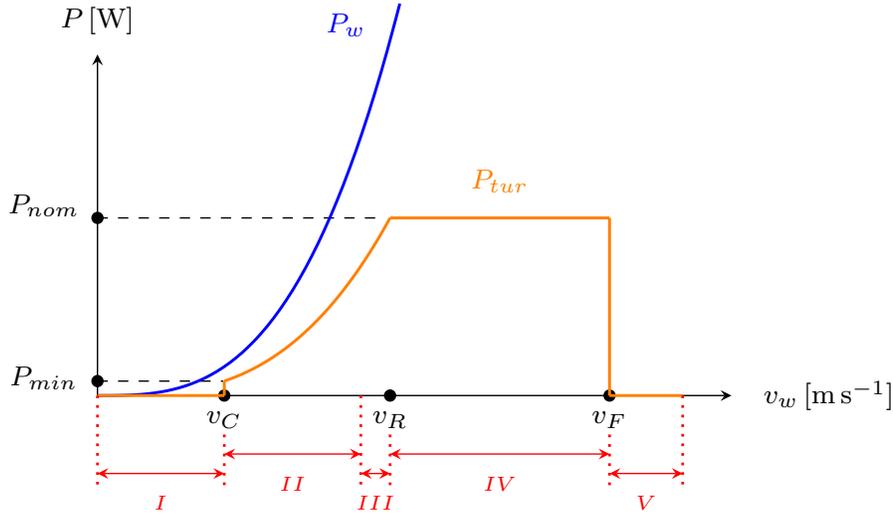


Figura 3.5: Comparación de curva de potencia eólica de entrada a la turbina  $P_w$  y curva de desempeño de potencia de salida de la turbina  $P_{tur}$  bajo esquema de máxima extracción de potencia (MPPT).

El comportamiento del *coeficiente de potencia*  $C_p(\lambda, \beta)$  comúnmente lo proporciona el fabricante, quién lo caracteriza a partir de mediciones de la turbina en operación. Se han desarrollado diversos modelos para la caracterización de este coeficiente, siendo uno de los más utilizados [12],

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} + C_3 \beta + C_4 \beta^{C_5} + C_6 \right) e^{\frac{C_7}{\lambda_i}} + C_8 \lambda \quad (3.3.5a)$$

$$\lambda_i = \left[ \frac{1}{\lambda + C_9 \beta} + \frac{C_{10}}{\beta^3 + 1} \right]^{-1} \quad (3.3.5b)$$

donde:

$\lambda$  es la velocidad relativa de la turbina, que relaciona la velocidad tangencial de la turbina con la velocidad del viento incidente,

$$\lambda = \frac{\omega_{tur} \cdot R}{v_w} \quad (3.3.6)$$

$R$  es el radio de la circunferencia barrida por las aspas de la turbina, en m.

$\beta$  es el ángulo de inclinación de las aspas, en grados ( $^\circ$ ). Corresponde al ángulo entre el eje de las aspas y la dirección del viento [59]; tiene valores entre  $0^\circ$  y  $30^\circ$  [32]. En términos prácticos, este ángulo está relacionado con el giro de las aspas sobre su eje longitudinal (Figura 3.9a).

$C_1, C_2, \dots, C_{10}$  son constantes propias del diseño de la turbina eólica.

$\lambda_i$  es una variable auxiliar.

Para una velocidad de viento dada y un valor de ángulo de inclinación de aspas fijo, el valor óptimo de la velocidad angular del eje de la turbina eólica se obtiene en  $\text{rad s}^{-1}$  y en rpm como,

$$\omega_{tur\ opt} = \frac{\lambda_{opt} \times v_w}{R} \quad \rightarrow \quad n_{tur\ opt} = \omega_{tur\ opt} \times \frac{60}{2\pi} \quad (3.3.7)$$

### 3.3.3. Transmisión de potencia mecánica en la caja de engranajes

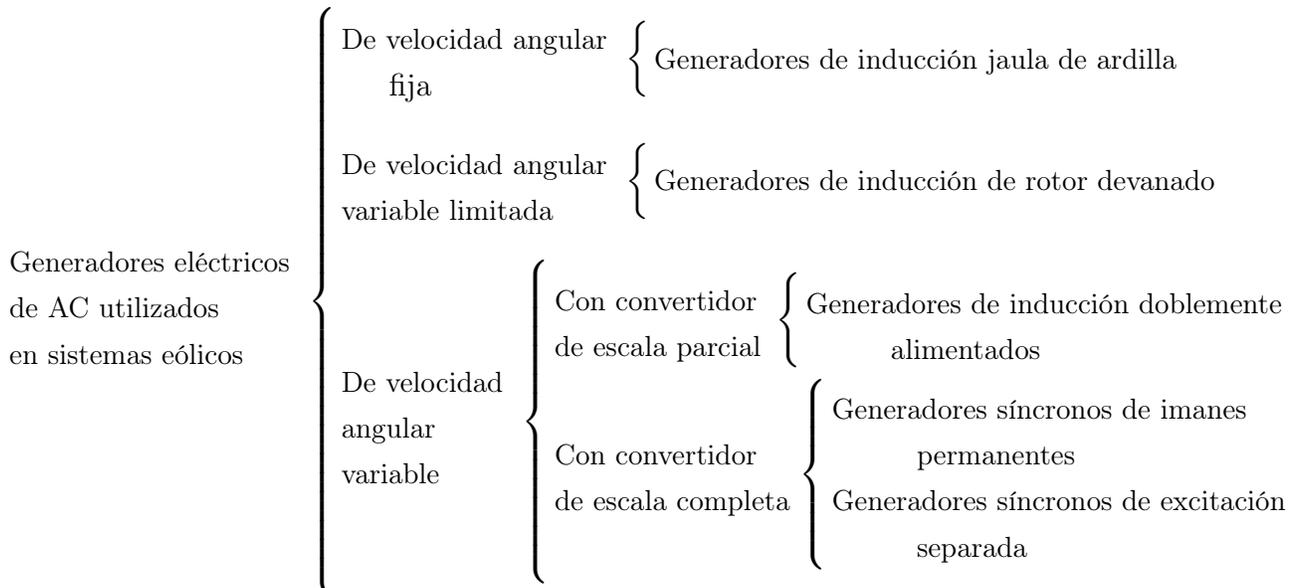
La velocidad angular del rotor del generador ( $\omega_r$ ) y la velocidad angular del eje de la turbina ( $\omega_{tur}$ ) se relacionan mediante la ganancia de velocidad de la caja de engranajes ( $K_{gb}$ ),

$$\omega_r = K_{gb} \cdot \omega_{tur} \quad (3.3.8)$$

La caja de engranajes consta de una o varias etapas, lo cual depende de la velocidad angular nominal del generador, y tiene como objetivo incrementar la velocidad angular del eje que lo impulsa [34]. En algunos arreglos de sistemas eólicos no es necesaria la caja de engranajes, por lo tanto, se tiene un acoplamiento directo entre la turbina eólica y el generador eléctrico ( $K_{gb} = 1$ ). Esto tiene la ventaja de que no se tienen pérdidas asociadas al proceso de transmisión de potencia mecánica en la caja de engranajes, incrementando la eficiencia general del aerogenerador.

### 3.3.4. Transformación de energía en el generador eléctrico

Existen diversos tipos de generadores eléctricos de AC utilizados para la conversión de energía mecánica en eléctrica en WECS, una clasificación de generadores en sistemas eólicos ampliamente utilizada en la literatura es según la capacidad de control la velocidad angular del rotor y por el tipo de convertidor que utilizan [7, 12]:



Actualmente, los sistemas eólicos con turbinas de velocidad angular variable (VSWT por sus siglas en inglés) son los más utilizados, en especial aquellos que utilizan el generador síncrono de imanes permanentes (PMSG por sus siglas en inglés) y el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por sus siglas en inglés) [24-26]. Esto se debe a que tienen un estrés mecánico menor en sus turbinas [7, 12] y porque sus convertidores permiten un control en el intercambio de potencia activa y reactiva entre el aerogenerador y la red eléctrica [12, 23]. Además, los VSWT tiene una eficiencia mayor; se estima que pueden entregar entre 20 % y 30 % más energía eléctrica en comparación de aerogeneradores de velocidad fija [64]. Sin embargo, debido al desacoplo entre los VSWT y la red eléctrica por medio de los convertidores es que se tiene una reducción en la inercia del sistema [33].

Este documento se centra exclusivamente en el uso de PMSG, el cual es un generador que se caracteriza por tener una autoexcitación magnética fija por medio de imanes permanentes en su rotor, mientras que el devanado del estator se conecta a la red eléctrica por medio de un convertidor diseñado a la misma potencia nominal del generador [12]. Estos generadores se suelen diseñar con polos salientes en el rotor con un número de polos tal que la velocidad angular del rotor (2.4.15) permita que se puedan conectar directamente la turbina y el generador en un mismo eje, o bien, que la caja de engranajes conste de una sola etapa [5, 7].

La principal ventaja de los sistemas eólicos con PMSG sobre los que utilizan el DFIG es que los primeros no requieren de una corriente de magnetización reactiva en el generador y, por lo tanto, no necesitan de dispositivos de compensación de potencia reactiva [7, 35]. Además, los convertidores que utilizan los PMSG permiten un control completo de la velocidad angular del rotor para una máxima extracción de potencia [12, 24]. Otras ventajas del PMSG es su alta eficiencia (aproximadamente 96 %) debido a que no se tiene un circuito de campo y en ocasiones tampoco una caja de engranajes [26, 35, 65] y tienen un bajo nivel de ruido (aproximadamente 45 dB en configuraciones sin cajas de engranajes a una distancia de 350 m del oyente) [8, 36]. Finalmente, los PMSG requieren un mantenimiento menor del que se le daría a un DFIG [26, 34, 39], ya que los PMSG no tienen anillos rozantes o colectores, y las cajas de engranajes en los arreglos con DFIG requieren un cambio regular de aceite. La principal desventaja de los sistemas eólicos con PMSG es que los imanes permanentes pueden perder sus propiedades magnéticas cuando son expuestos a altas temperaturas, por lo que la temperatura del rotor requiere un sistema de enfriamiento que se debe supervisar continuamente [12]. Además, los convertidores tienen una capacidad limitada de inyección de corriente ante fallas de cortocircuito, lo cual podría causar que no operen adecuadamente los esquemas de protecciones eléctricas ante estos eventos si no se ajustan y coordinan correctamente [5, 45].

### 3.3.5. Acondicionamiento de variables eléctricas

Los convertidores basados en electrónica de potencia permiten el control de las variables del WECS [35], al mismo tiempo que desacoplan la frecuencia eléctrica de las variables del generador y de la red [7, 25]. Por el lado del generador, el convertidor permite regular continuamente la velocidad angular del generador para maximizar la extracción de potencia. Por el lado de la red, el convertidor es capaz de regular la magnitud y frecuencia de la tensión en AC de salida. Los convertidores utilizados actualmente en sistemas eólicos con PMSG constan de tres etapas: un rectificador, un enlace de DC, y un inversor. En el caso del inversor (convertidor lado red), se compone generalmente de una fuente convertidora de tensión (VSC por sus siglas en inglés). Mientras que el rectificador (convertidor lado máquina), puede estar compuesto de un puente de diodos rectificador y un convertidor Boost (Figura 3.6), o bien, de una fuente convertidora de tensión (Figura 3.7) [5, 25, 36, 51]. Entre el rectificador y el inversor se coloca un capacitor para mantener acotadas las variaciones de tensión en el enlace de DC [25].

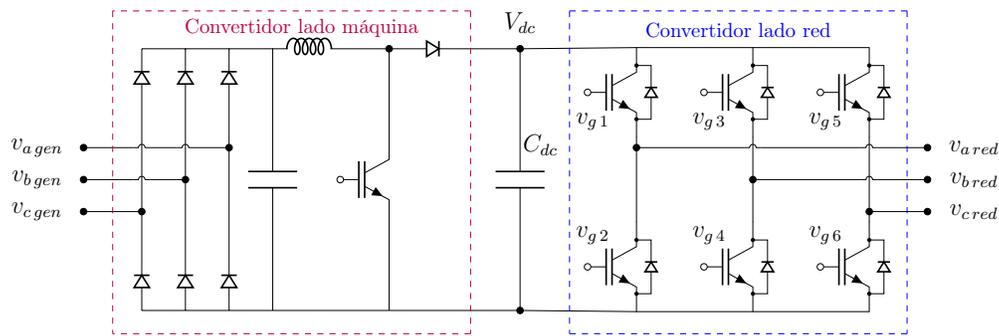


Figura 3.6: Rectificador con puente de diodos, convertidor Boost y fuente convertidora de tensión.

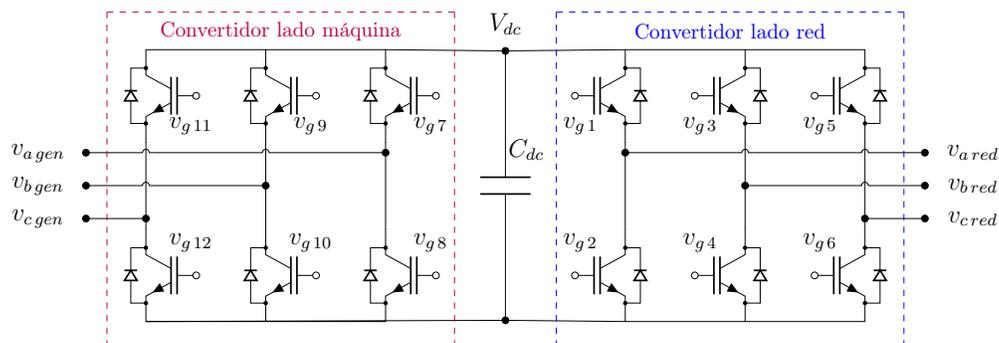


Figura 3.7: Fuentes convertidoras de tensión en arreglo espalda con espalda.

El dispositivo electrónico que se suele utilizar en los VSC es el transistor bipolar de compuerta aislada (IGBT por sus siglas en inglés) [7, 12, 36], cuya frecuencia de conmutación puede ser entre [2 kHz – 20 kHz]. Este dispositivo es ampliamente utilizado en la industria debido a que es posible implementar esquemas de control basados en modulación por ancho de pulso (PWM por sus siglas en inglés) mediante señales ingresadas sus compuertas ( $v_{g1}$ ,  $v_{g2}$ ,  $v_{g3}$ , ... de la Figura 3.6 y la Figura 3.7).

La tensión aplicada en las compuertas de los IGBT de cada fase ( $a, b, c$ ) se determina a partir de la comparación de una señal sinusoidal moduladora a la frecuencia fundamental ( $v_{ma}, v_{mb}, v_{mc}$ , respectivamente) y una señal portadora triangular de alta frecuencia ( $v_{cr}$ ) [36]. Cuando el valor instantáneo de  $v_m$  es mayor que  $v_{cr}$ , se aplica una tensión en la compuerta del IGBT superior a la fase ( $a, b, c$ ) en cuestión. El otro IGBT (inferior) asociado a la misma fase opera de una manera complementaria. La Figura 3.8 ejemplifica el principio de funcionamiento de un VSC a partir de la comparación de las señales moduladoras con la señal portadora (Figura 3.8a) y las tensiones aplicadas en las compuertas de los IGBT (Figura 3.8b). Dado que la salida en el emisor de los IGBT es una señal cuadrada, se toma la componente fundamental, que corresponde a una señal sinusoidal con una frecuencia igual a la nominal del SEP [67]. Finalmente, la técnica de control PWM tiene la ventaja de lograr una distorsión armónica menor al 6% y reducir las componentes armónicas de bajo orden (hasta la armónica 19) [25, 35, 65].

Cada VSC (lado máquina y lado red) se controla de manera independiente mediante su correspondiente índice de modulación  $m_a$  y ángulo de disparo  $\gamma$  [36, 66, 75]. Mediante el índice de modulación  $m_a$  del VSC es posible controlar la magnitud de tensión en terminales en AC del VSC ( $V_t$ ) a un valor de referencia ( $V_{tref}$ ), recordando que  $0 < m_a \leq 1$ . Este índice de modulación se relaciona con los valores pico de las señales moduladoras y la señal portadora (Figura 3.8a). Por otro lado, el flujo de potencia activa a través del VCS ( $P_e$ ) se regula un valor de referencia ( $P_{eref}$ ) mediante el ángulo de disparo  $\gamma$ . Este ángulo de disparo se relaciona con la diferencia angular entre las señales moduladoras y la señal portadora (Figura 3.8a).

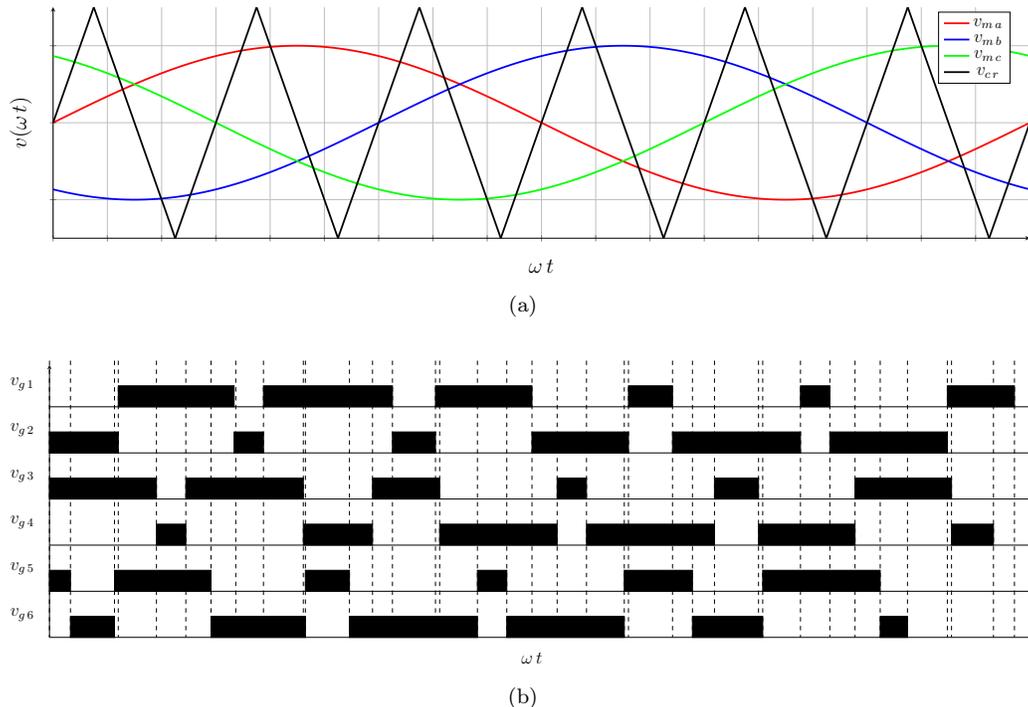


Figura 3.8: Operación PWM en IGBT: (a) señales moduladoras y señal portadora, (b) tensión aplicada a las compuertas de los IGBT.

### 3.3.6. Control de potencia extraída del viento por la turbina eólica

Las estrategias de control de potencia extraída de los aerogeneradores depende si se quiere dar prioridad a evitar estrés mecánico en las turbinas, o bien, la máxima extracción de potencia eólica para diferentes valores de velocidad de viento, según la región de operación en la que se encuentre (Figura 3.5), esta última es la que se considera en este documento. Los controles en aerogeneradores con HAWT son principalmente tres: control de la velocidad angular del eje de la turbina, control del ángulo de inclinación de las aspas y control del sistema de orientación de la góndola.

El control de la velocidad angular del eje de la turbina eólica y del generador puede tener por objetivo i) hacer seguimiento del punto de máxima extracción de potencia eólica (MPPT por sus siglas en inglés) o ii) participar en la regulación de frecuencia en la red eléctrica [19], en ambos casos el esquema de control opera en la zona de operación II, Figura 3.5. Para el primer caso, se busca hacer girar el eje de la turbina de tal manera que se maximice el *coeficiente de potencia* ( $C_{pmax}$ ). Para el segundo caso, se regula la potencia activa de salida del aerogenerador para llevarlo a un valor establecido menor que la máxima potencia disponible [39], de tal manera que ante variaciones de frecuencia, la potencia pueda reducirse o aumentar según los requerimientos.

El sistema de giro de las aspas de la turbina con respecto a su eje longitudinal, Figura 3.9a, permite controlar el ángulo de inclinación de las aspas ( $\beta$ ), ya sea mediante un control de paso o un control de pérdida aerodinámica [7, 12, 65]. El control de paso es el más utilizado y tiene por objetivo limitar la potencia eólica extraída de la turbina para no sobrepasar la potencia nominal de la turbina, lo cual resulta útil en la zona de operación IV, Figura 3.5.

La principal función del sistema de orientación de los aerogeneradores (Figura 3.9b) es la de girar la góndola con respecto al eje vertical de la torre para mantener las aspas de la turbina lo más perpendicular posible con respecto al viento con el objetivo de tener la mayor captación del viento posible [68].

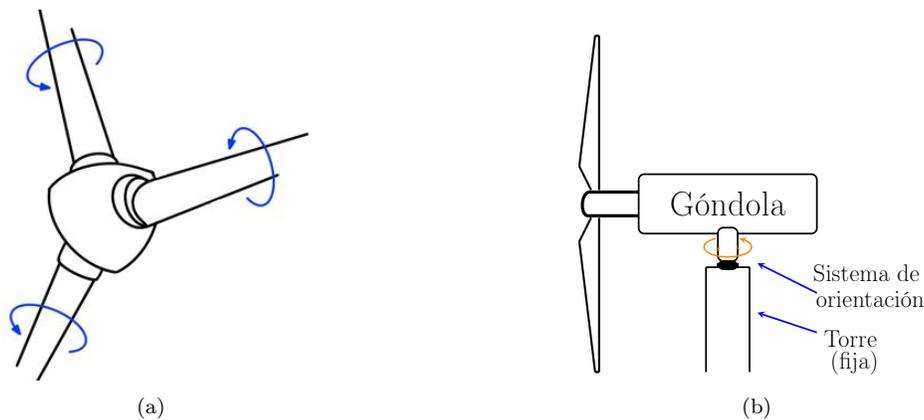


Figura 3.9: Controles en aerogeneradores con HAWT (a) giro de las aspas de la turbina, (b) sistema de orientación.

### 3.4. Caso de estudio: curvas de desempeño de una turbina eólica que se acopla a un PMSG

En este caso de estudio se ilustra la obtención de curvas de desempeño de la potencia eólica extraída y del *coeficiente de potencia* de una HAWT de 3 aspas que se acopla a un PMSG, cuyos parámetros principales se resumen en la Tabla A.3 (Apéndice A). Se hace énfasis en las condiciones para la máxima extracción de potencia eólica y en las restricciones físicas propias de la turbina. Como consideración adicional, se toma en cuenta que el aerogenerador está instalado en una zona con temperatura promedio  $T = 27^{\circ}C$ , una altura del eje sobre el nivel de mar de  $h = 115$  m y densidad del aire (3.3.3) de  $\rho = 1.16 \text{ kg m}^{-3}$ , por ejemplo, como lo sería en la temporada de otoño en la región de La Ventosa (al sur del istmo de Tehuantepec), Oaxaca, México [60, 69].

Para caracterizar el *coeficiente de potencia*  $C_p$  de la turbina, se propone el conjunto de valores presentado en la Tabla A.4 (Apéndice A) con base en (3.3.5). Este conjunto de valores, propios del diseño de la turbina eólica, son ampliamente utilizados en la literatura de aerogeneradores [26, 70], además, son los coeficientes que se consideran en algunos simuladores de sistemas eléctricos de potencia con la capacidad de integrar aerogeneradores [71]. En la Figura 3.10 se muestran algunas curvas del comportamiento del *coeficiente de potencia*  $C_p$  con respecto a la velocidad relativa  $\lambda$  para diferentes valores del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina  $\beta$ . Se observa que para cada una de las curvas existe un valor de  $\lambda_{opt}$  en el que se presenta un valor máximo del *coeficiente de potencia* ( $C_{pmax}$ ); el *coeficiente de potencia* máximo global es  $C_{pmaxg} = 0.48$  y se obtiene cuando  $\beta = 0^{\circ}$  y  $\lambda_{opt} = 8.1$ .

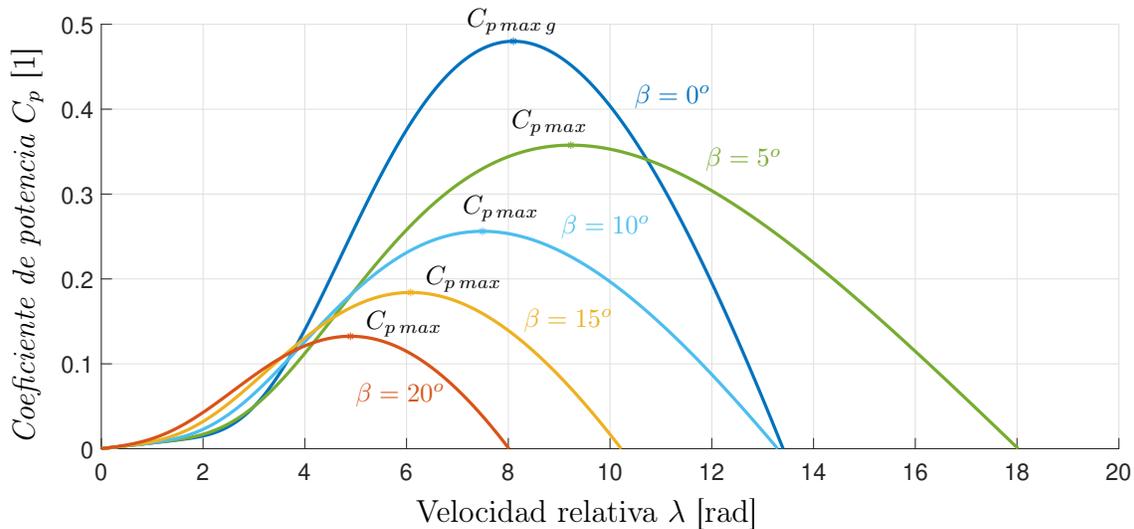


Figura 3.10: Familia de curvas del *coeficiente de potencia* con respecto a la velocidad relativa para diferentes valores de ángulo de inclinación de las aspas [58].

Considerando un valor fijo del ángulo de inclinación de las aspas a  $\beta = 0^\circ$ , y variando la velocidad angular del eje de la turbina eólica, es posible obtener una familia de curvas que modelen el comportamiento del *coeficiente de potencia* (3.3.5) con respecto a la velocidad angular el eje de la turbina, Figura 3.11, donde cada curva corresponde a una velocidad de viento diferente. En todas las curvas el *coeficiente de potencia* máximo es el mismo ( $C_{pmaxg} = 0.48$ ).

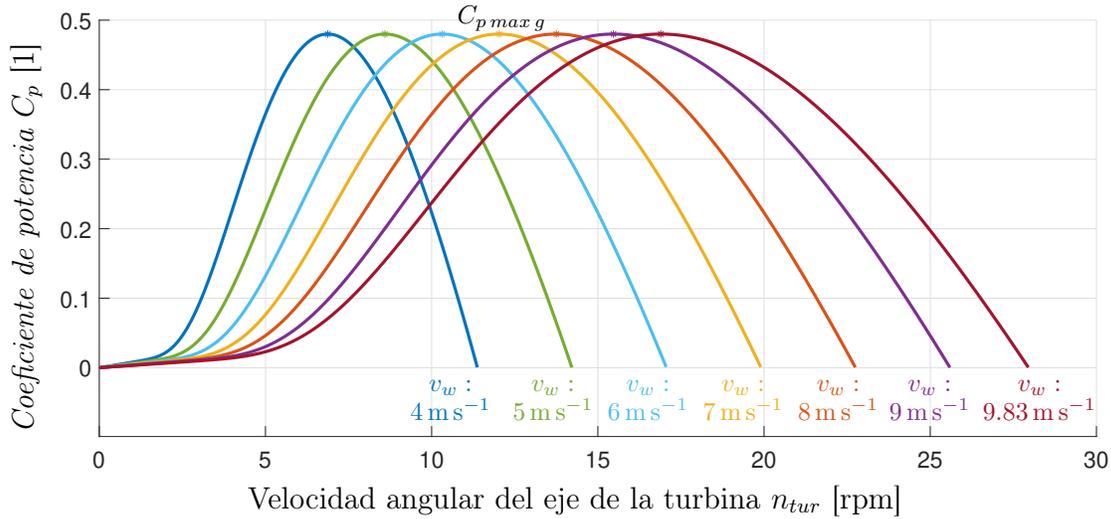


Figura 3.11: Familia de curvas de *coeficiente de potencia* respecto a velocidad angular de la turbina para diferentes valores de velocidad del viento [58].

A partir del *coeficiente de potencia*, de los datos donde está instalado el aerogenerador y de los parámetros de la turbina es posible obtener el comportamiento de la potencia de la turbina (3.3.4) con respecto a la velocidad angular de la turbina y considerando diferentes valores de velocidad del viento para formar una familia de curvas, Figura 3.12; para cada curva se tiene un valor máximo de potencia extraída ( $P_{max}$ ).

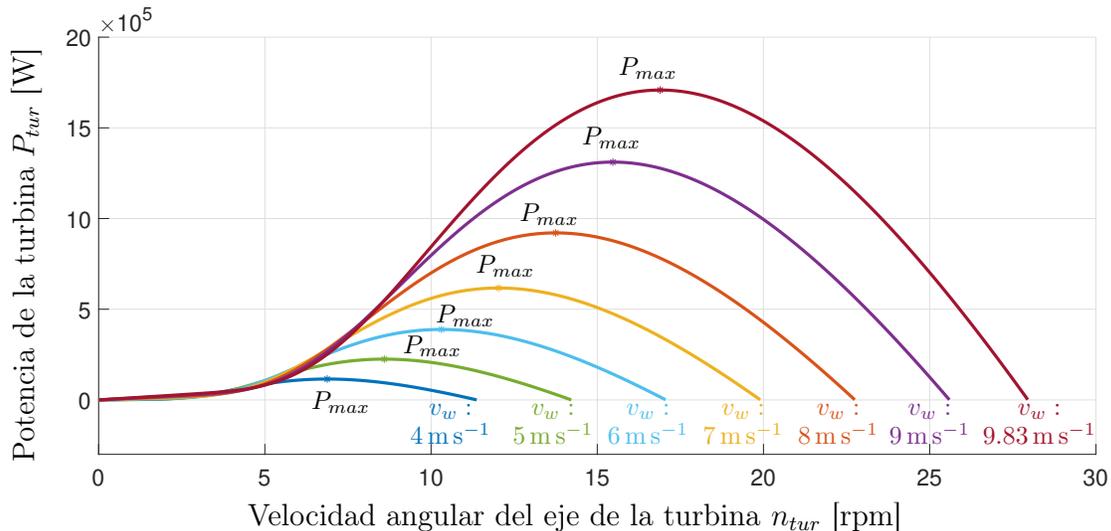


Figura 3.12: Familia de curvas de potencia de la turbina con respecto a la velocidad angular del eje la turbina y para diferentes valores de velocidad del viento [58].

La Tabla A.3 indica que la velocidad nominal del viento es de  $13.5 \text{ m s}^{-1}$ , pero en realidad este valor se obtiene a partir de la operación del aerogenerador en la zona donde esté instalado. En el caso particular de la turbina en estudio, si se considera el *coeficiente de potencia* máximo global ( $C_{p_{maxg}} = 0.48$ ) y una velocidad de viento de  $v_w = 10.42 \text{ m s}^{-1}$ , de acuerdo con (3.3.4), la potencia eólica extraída sería la nominal ( $P_{tur} = 2 \text{ MW}$ ). Sin embargo, según (3.3.7), esta condición daría que la velocidad angular óptima del eje la turbina sea  $n_{tur\ opt} = 17.91 \text{ rpm}$ , la cual es mayor que la máxima posible,  $n_{tur\ max} = 16.9 \text{ rpm}$  (Tabla A.3). Cuando la velocidad del viento es de  $v_w = 9.83 \text{ m s}^{-1}$ , la velocidad angular óptima del eje la turbina corresponde a la velocidad angular máxima ( $n_{tur\ opt} = n_{tur\ max} = 16.9 \text{ rpm}$ ), para lo cual se obtiene el *coeficiente de potencia* máximo global y una potencia eólica extraída de  $P_{tur} = 1.683 \text{ MW}$ . A partir de esta condición, manteniendo el esquema de máxima extracción de potencia haciendo que el *coeficiente de potencia* sea el máximo global, si la velocidad del viento aumenta, se sobrepasaría la velocidad angular máxima del eje la turbina, lo cual causaría daños mecánicos en la turbina [12].

Conforme la velocidad del viento incrementa, también incrementa la potencia eólica extraída, pero la velocidad angular del eje de la turbina se mantiene constante a su valor máximo, lo cual da como consecuencia que el *coeficiente de potencia*  $C_p$  deje de ser el máximo global (región III de la Figura 3.5). Por lo tanto, para una velocidad de viento de  $v_w = 10.46 \text{ m s}^{-1}$ , velocidad angular del eje de la turbina de  $n_{tur} = 16.9 \text{ rpm}$  y ángulo de inclinación de las aspas constante en  $\beta = 0^\circ$ , se obtiene un *coeficiente de potencia* de  $C_p = 0.4754$  y una potencia eólica extraída de  $P_{tur} = 2 \text{ MW}$ , lo que se interpreta que para la zona donde está instalado este aerogenerador, esta velocidad de viento corresponde a la velocidad nominal de viento ( $v_R = 10.46 \text{ m s}^{-1}$ ). Para valores de la velocidad de viento mayores que la nominal ( $v_w > v_R$ ), la potencia extraída sería mayor que la potencia nominal de la turbina, lo cual le causaría daños mecánicos. Lo que se hace en estas condiciones es que la velocidad angular del eje de la turbina se mantiene (según corresponda) en la  $n_{tur\ opt}$  obtenida para  $v_w = v_R$ , o bien, en la velocidad angular máxima posible ( $n_{tur\ max}$ ), y el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina ( $\beta$ ) aumenta de valor para regular la potencia eólica extraída de la turbina en su valor nominal.

Para una óptima extracción de potencia es necesario regular la velocidad angular del eje de la turbina y el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina a sus valores óptimos, ya sea para la máxima extracción de potencia o para mantener la extracción de potencia al valor nominal de la turbina, todo esto para un rango amplio de valores de velocidad de viento. La relación que tienen entre sí la potencia eólica extraída ( $P_{tur}$ ), la velocidad angular del eje de la turbina ( $n_{tur}$ ) y la velocidad de viento ( $v_w$ ) define el lugar geométrico de la extracción óptima de potencia en el aerogenerador, según se muestra en la Figura 3.13 ( $P_{tur}$  vs  $v_w$ ,  $P_{tur}$  vs  $n_{tur}$ ,  $n_{tur}$  vs  $v_w$ ). Se destaca que en la zona de máxima extracción de potencia, la velocidad angular del eje de la turbina varía junto con la velocidad del viento para poder obtener la  $\lambda_{opt}$  y, por consiguiente, tener la  $C_{p_{max}}$ .

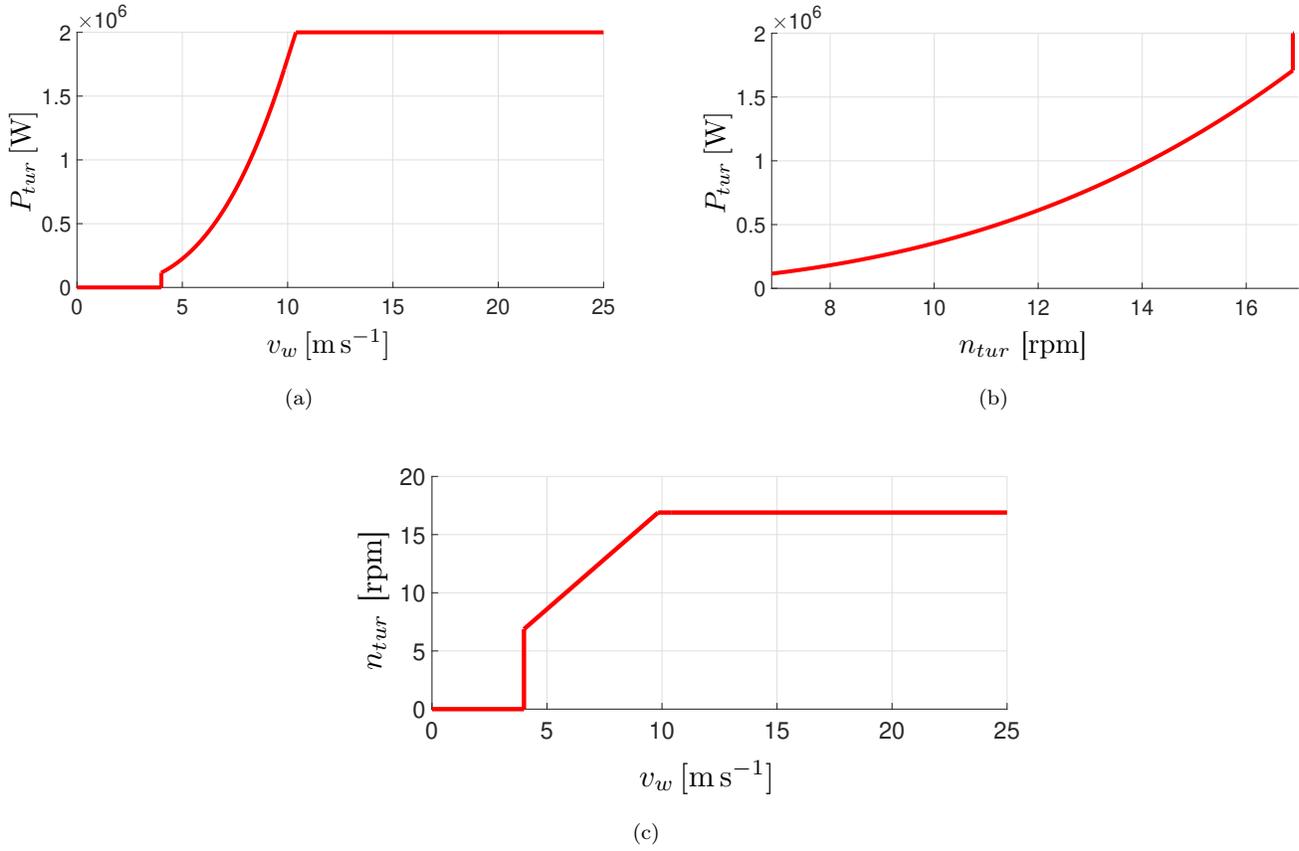


Figura 3.13: Curvas de desempeño la turbina para esquema MPPT: (a) máxima extracción de potencia con respecto a la velocidad de viento, (b) máxima extracción de potencia con respecto a la velocidad angular del eje de la turbina, (c) velocidad angular del eje de la turbina con respecto a la velocidad de viento [58].

### 3.5. Conclusiones

La interacción de componentes mecánicos y eléctricos en aerogeneradores hace posible la conversión de energía cinética del viento en energía eléctrica. En el caso de aerogeneradores con turbinas de eje horizontal de velocidad angular variable y ángulo de inclinación de las aspas variable es posible hacer más eficiente esta tarea a partir de la regulación de la velocidad angular del eje de la turbina ( $n_{tur}$ ) y del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina ( $\beta$ ) para la extracción máxima de potencia según la disponibilidad del recurso eólico bajo el esquema MPPT. De hecho, para cada valor de velocidad de viento existe un solo valor de velocidad angular óptima del eje de la turbina con el cual se obtiene una máxima eficiencia en el aerogenerador. Además, se deben tomar en cuenta las limitaciones físicas de la turbina, principalmente su potencia nominal, la velocidad angular máxima del eje de la turbina y la variación máxima del ángulo de inclinación de las aspas para poder operar el aerogenerador en condiciones seguras.

## Capítulo 4

# Integración de un sistema eólico basado en el PMSG en el análisis dinámico de SMBI

Con el objetivo de poder hacer un análisis del desempeño del esquema de operación de máxima extracción de potencia de los WECS, se presentan modelos simplificados de la turbina y el PMSG en la Sección 4.1, los cuales son aplicados en el caso de estudio de la Sección 4.2. Por otro lado, en la Sección 4.3 se utilizan los modelos del PMSG y del convertidor de escala completa del software *MATLAB/Simulink* para evaluar la estabilidad transitoria en SMBI con generación eólica ante una falla de cortocircuito trifásica. Finalmente, en la Sección 4.4 se hace una comparación del impacto de sistemas de generación convencional y sistemas eólicos con PMSG en la estabilidad transitoria de sistemas de potencia.

Las estrategias de control que se implementan en los convertidores de WECS pueden variar según la literatura consultada. Cuando se utilizan VSC en el rectificador e inversor (convertidores controlados) en arreglo espalda con espalda (Figura 3.7), una de las estrategias de control más utilizadas en el convertidor lado máquina es la del seguimiento de máxima extracción de potencia y la de regular la magnitud de tensión en terminales del PMSG a su valor nominal. Mientras que en el convertidor lado red es la de regular la tensión en DC del capacitor a su valor nominal y regular el intercambio de potencia reactiva del WECS con la red eléctrica [23, 26, 37]. Estos esquemas de control se implementan mediante la técnica de PWM a partir del correspondiente índice de modulación y ángulo de disparo en la compuerta de los IGBT de cada convertidor [19, 66]. Además, se suele tener un control mecánico en el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina (Figura 4.1). En caso de que el convertidor lado máquina sea un rectificador con puente de diodos (convertidor no controlado) y un convertidor Boost (convertidor controlado), la consigna de máxima extracción de potencia puede seguir cumpliéndose. Sin embargo, la regulación de magnitud de tensión de terminales del PMSG debido al flujo de potencia unidireccional a través del puente de diodos (Figura 3.6) [12, 72].

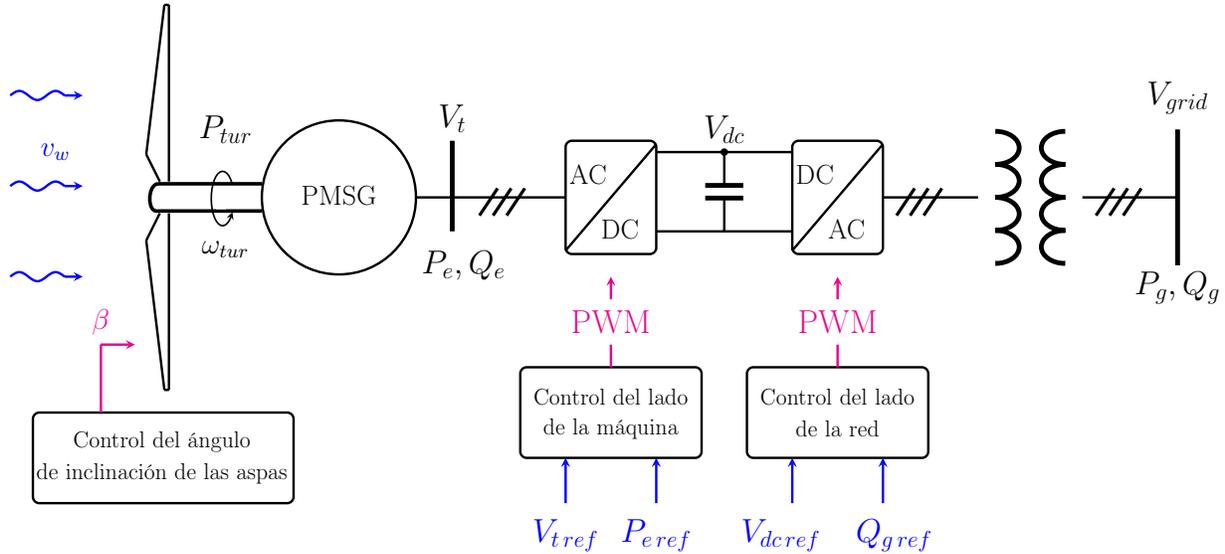


Figura 4.1: Estrategias de control de sistemas eólicos con PMSG.

La potencia reactiva entregada o consumida por el PMSG no es la misma que la que se intercambia con la red eléctrica debido al desacoplamiento en DC por el convertidor. De manera que la estrategia de control del convertidor lado máquina cuando se utilizan VSC puede ser la de operar el PMSG con un factor de potencia unitario, o bien, la de regular la magnitud de tensión en terminales del generador a su valor nominal [36]. La primera de estas estrategias tiene la desventaja de que la magnitud de tensión en terminales del generador varía continuamente conforme las variaciones de la velocidad angular del rotor del generador debido a la relación  $V \text{ Hz}^{-1}$ , lo cual puede causar sobretensiones. Por lo tanto, se suele optar por la regulación de magnitud de tensión en terminales del PMSG como estrategia de control para evitar sobretensiones [23]. Con respecto al control de la tensión en el enlace de DC, esto es requerido ya que si se tiene una sobretensión, los esquemas de protección actuarían y desconectarían al WECS de la red [23]. Además, el mismo principio de funcionamiento de los VSC requiere que esta tensión se mantenga constante para permitir la operación del convertidor y permitir el flujo de potencia activa [42].

Se puede tener un control de la potencia reactiva que se intercambia entre el WECS y la red eléctrica para operar a un determinado factor de potencia, o bien, tener un control en la magnitud de tensión del nodo de interconexión; en ambos casos, ante alguna falla en la red, el sistema eólico se debe mantener conectado por un tiempo mínimo y ser capaz de tener la capacidad de soporte de potencia reactiva [7, 12, 36]. Existe una relación entre la regulación de potencia reactiva y la estabilidad transitoria de un sistema de potencia [40]. Se ha demostrado que las oscilaciones de potencia activa de los sistemas eólicos ante una falla son de menor magnitud y de mayor amortiguamiento si se tiene como estrategia de operación una regulación en la magnitud de tensión del nodo de interconexión, a comparación de si se tiene una regulación en el intercambio de potencia reactiva del sistema eólico con la red [41].

## 4.1. Representación de sistemas eólicos con PMSG para evaluar dinámica

En esta sección se presentan modelos simplificados de la turbina eólica y el generador síncrono de imanes permanentes de un sistema eólico con un acoplamiento directo entre la turbina y el generador para analizar el esquema de operación de máxima extracción de potencia de sistemas eólicos. Se toman como consideraciones que el sistema de control de orientación de los aerogeneradores se mantiene constante (Figura 3.9b), se desprecian las pérdidas de potencia activa en el generador, y la densidad del aire es constante (3.3.3).

### 4.1.1. Modelo de la turbina y el generador

La potencia base del sistema  $P_{base}$  (en W) se considera como la capacidad instalada del parque eólico en estudio, y la velocidad angular base  $\omega_{base}$  (en  $\text{rad s}^{-1}$ ) se considera como la velocidad angular máxima del eje de los aerogeneradores; por lo tanto, el par base de los aerogeneradores  $\tau_{base}$  (en  $\text{N m}^{-1}$ ) se obtiene como,

$$\tau_{base} = \frac{P_{base}}{\omega_{base}} \quad (4.1.1)$$

A partir de la potencia eólica extraída por la turbina ( $P_{tur}$ , en W), que corresponde a (3.3.4) presentado en el Capítulo 3, y de la velocidad angular del eje de la turbina ( $\omega_{tur}$ , en  $\text{rad s}^{-1}$ ), se obtiene el par mecánico de la turbina eólica (en  $\text{N m}^{-1}$ ),

$$\tau_{tur} = \frac{P_{tur}}{\omega_{tur}} \quad (4.1.2)$$

Debido a que se considera un acoplamiento mecánico directo entre la turbina y el generador síncrono de imanes permanentes, es decir, que no se tiene una caja de engranajes en medio de estos dos elementos, se puede considerar el modelo dinámico de una masa del conjunto turbina-generador [12, 72]. Este modelo corresponde a (4.1.3) y representa la dinámica de la velocidad angular del eje de la turbina ( $\omega_{tur}$ , en  $\text{rad s}^{-1}$ ),

$$\frac{d\omega_{tur}}{dt} = \left( \frac{\omega_{base}}{2 \cdot H_{eq}} \right) \frac{(\tau_{tur} - \tau_e)}{\tau_{base}} \quad (4.1.3)$$

donde:

$\tau_{tur}$  es el par mecánico de la turbina ( $\text{N m}^{-1}$ ) aplicado al eje del generador eléctrico.

$\tau_e$  es el par electromagnético inducido ( $\text{N m}^{-1}$ ) en el generador.

$H_{eq}$  es la inercia equivalente del conjunto turbina-generador (en s), obtenida a partir de la inercia de la turbina ( $H_{tur}$ ) y la del generador ( $H_{gen}$ ) como  $H_{eq} = H_{tur} + H_{gen}$  [12, 73].

El valor inicial de la velocidad angular del eje de la turbina  $\omega_{tur0}$  (en  $\text{rad s}^{-1}$ ) se obtiene mediante (3.3.7), recordando que  $\omega_{tur0} \leq \omega_{turmax}$ . A diferencia de (2.4.2), que considera la interacción entre potencia mecánica y potencia eléctrica, el modelo descrito por (4.1.3) considera la interacción del par mecánico de la turbina y el par electromagnético inducido del generador. Además, otra diferencia importante, es que (4.1.3) no considera el coeficiente de amortiguamiento debido a que el PMSG no tiene amortiguamiento inherente [37, 42]. Por otro lado, no se considera la dinámica del *ángulo interno* del generador ( $\delta$ ) ya que no tiene un impacto directo en el sistema de potencia al que se interconecta el WECS debido al desacoplamiento del generador con la red por medio del convertidor basado en electrónica de potencia. Además, la magnitud de la tensión interna generada del PMSG ( $E_g$ ) se mantiene constante debido a que los imanes permanentes en el rotor del generador proveen una autoexcitación magnética fija.

#### 4.1.2. Esquema de control para la máxima extracción de potencia

La potencia extraída del sistema eólico se puede regular mediante el par electromagnético del PMSG ( $\tau_e$ ) para un esquema de operación MPPT. Por lo tanto, se considera el modelo mostrado en el diagrama de bloques de la Figura 4.2, que describe el control del seguimiento de máxima extracción de potencia mediante un controlador proporcional-integral, así como la dinámica del par electromagnético del PMSG. Este modelo tiene como justificación que tiene mayor interés la potencia activa de salida del generador sin necesidad de conocer a detalle el comportamiento de corrientes en el estator del generador [39, 73, 74].

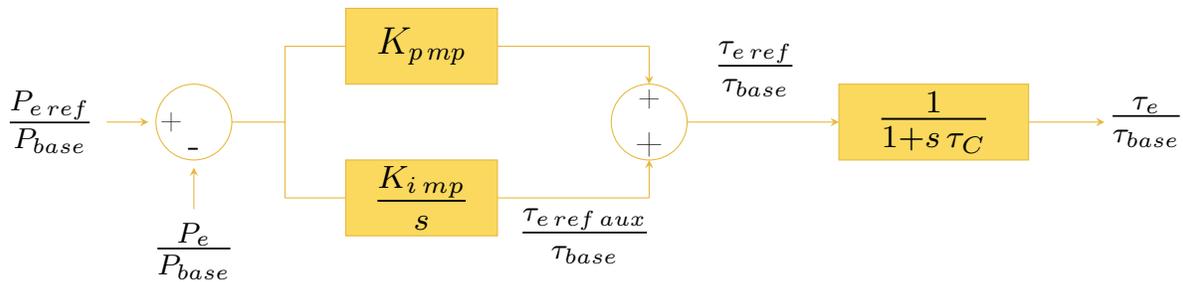


Figura 4.2: Control de la máxima extracción de potencia mediante el par electromagnético inducido del generador.

A partir de la diferencia entre la potencia activa de salida del PMSG ( $P_e$ ) y la potencia de referencia del esquema MPPT ( $P_{eref}$ ), mediante el controlador proporcional-integral, se obtiene un par electromagnético de referencia ( $\tau_{eref}$ ). Posteriormente según la dinámica de un sistema de primer orden (con constante de tiempo  $\tau_C$ ) que modela al generador, se obtiene el par electromagnético inducido ( $\tau_e$ ). Las ecuaciones asociadas diagrama de bloques de la Figura 4.2 corresponden a (4.1.4).

$$\frac{d \frac{\tau_{e ref aux}}{\tau_{base}}}{dt} = K_{imp} \cdot \frac{(P_{e ref} - P_e)}{P_{base}} \quad (4.1.4a)$$

$$\frac{\tau_{e ref}}{\tau_{base}} = K_{pmp} \cdot \frac{(P_{e ref} - P_e)}{P_{base}} + \frac{\tau_{e ref aux}}{\tau_{base}} \quad (4.1.4b)$$

$$\frac{d \frac{\tau_e}{\tau_{base}}}{dt} = \frac{\tau_{e ref} - \tau_e}{\tau_C \cdot \tau_{base}} \quad (4.1.4c)$$

donde:

$P_{e ref}$  es la potencia de referencia (en W) de acuerdo con el esquema MPPT (Figura 3.13).

$P_e$  es la potencia de salida del generador (en W), que corresponde a,

$$P_e = \tau_e \cdot \omega_{tur} \quad (4.1.5)$$

$\tau_{e ref aux}$  es una variable auxiliar (en  $N m^{-1}$ ).

$\tau_{e ref}$  es el par electromagnético de referencia del PMSG (en  $N m^{-1}$ ).

$K_{pmp}$  es la ganancia del control proporcional.

$K_{imp}$  es la ganancia del control integral.

$\tau_C$  es la constante de tiempo del generador, en s.

$s$  es la variable de frecuencia compleja de Laplace.

### 4.1.3. Modelo del control del ángulo de inclinación de las aspas

Con el objetivo de no sobrepasar la potencia nominal de la turbina ( $P_{tur max}$ ) cuando se tenga una velocidad de viento mayor que la nominal ( $v_w > v_R$ ), es decir, en la región de operación IV de la curva de potencia de la turbina (Figura 3.5), se utiliza un control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina mediante un controlador proporcional [12], como el mostrado en la Figura 4.3. Las ecuaciones asociadas a este esquema corresponden a (4.1.6). Una restricción de la implementación del esquema de control de la Figura 4.3 que se debe tomar en cuenta es que el valor inicial del ángulo de inclinación de las aspas debe ser  $\beta = 0^\circ$ , lo cual se asegura teniendo una condición en estado estable partiendo de una velocidad de viento menor o igual que la nominal ( $v_w \leq v_R$ ).

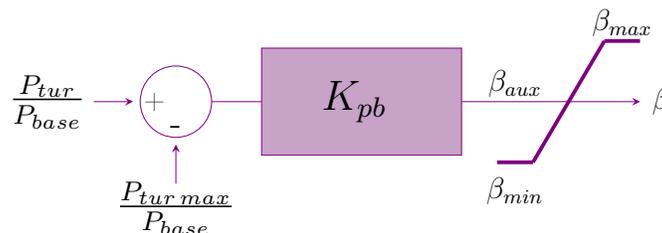


Figura 4.3: Control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina eólica.

$$\beta_{aux} = K_{pb} \cdot \frac{(P_{tur} - P_{tur\ max})}{P_{base}} \quad (4.1.6a)$$

$$\beta = \begin{cases} \beta_{max} ; \beta_{aux} > \beta_{max} \\ \beta_{aux} ; \beta_{min} \leq \beta_{aux} \leq \beta_{max} \\ \beta_{min} ; \beta_{aux} < \beta_{min} \end{cases} \quad (4.1.6b)$$

donde:

$\beta_{aux}$  es una variable auxiliar, en grados ( $^{\circ}$ ).

$K_{pb}$  es la ganancia del control proporcional.

$\beta_{min}$  y  $\beta_{max}$  son los límites mínimo y máximo, respectivamente, del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina, en grados ( $^{\circ}$ ).

$\beta$  es el ángulo de inclinación de las aspas, en grados ( $^{\circ}$ ).

El valor del ángulo de inclinación de las aspas inicialmente se mantiene en  $\beta = 0^{\circ}$ , y es hasta que se detecta que la potencia de la turbina ( $P_{tur}$ ) sobrepasa su potencia nominal que aumenta  $\beta$  para limitar la potencia extraída por la turbina. Es posible aplicar el esquema de control de  $\beta$  para no sobrepasar la potencia nominal de la turbina (Figura 4.3), o bien, para no sobrepasar la velocidad angular del eje de la turbina [39, 73]. Sin embargo, conviene aplicar la primera estrategia dado que la turbina puede llegar a su velocidad angular máxima sin llegar aún a su potencia nominal, lo cual corresponde a la región de operación III de la curva de potencia de la turbina (Figura 3.5).

## 4.2. Caso de estudio: máxima extracción de potencia de sistema eólico con PMSG

En este caso de estudio se utilizan los modelos presentados en la Sección 4.1 para el análisis del desempeño en estado estable y dinámico de la operación de la turbina eólica y el generador síncrono de imanes permanentes (Figura 4.4) bajo el esquema de máxima extracción de potencia. Se pretende evaluar el comportamiento de las variables de interés del WECS para un perfil de viento de entrada. Se toma en consideración que la turbina es la analizada en el caso de estudio de la Sección 3.4. Se supone un perfil de viento que tiene como valor inicial  $v_{w0} = 10.25 \text{ m s}^{-1}$ , que corresponde a un valor de velocidad de viento que puede presentarse en la región de La Ventosa, Oaxaca, en la temporada de otoño o invierno [76]. Los parámetros de los componentes y esquemas de control se presentan de la Tabla A.3 a la Tabla A.7 del Apéndice A. Con respecto a los de la turbina, la potencia base es de  $P_{base} = 2 \text{ MW}$ , la velocidad angular base es de  $\omega_{base} = 1.7698 \text{ rad s}^{-1}$  y, por tanto, de la expresión (4.1.1) se obtiene que el par base es de  $\tau_{base} = 1.13 \text{ MN m}^{-1}$ .

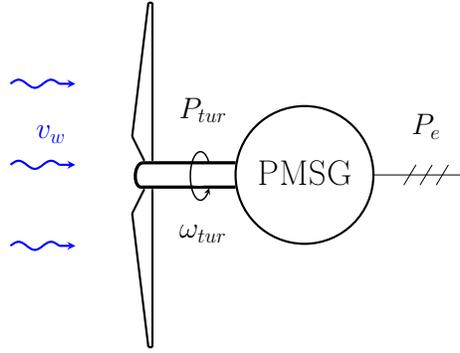


Figura 4.4: Turbina eólica acoplada a un PMSG.

#### 4.2.1. Análisis en estado estable y condiciones iniciales

De la expresión (3.3.7) y del valor inicial de la velocidad de viento ( $v_{w0} = 10.25 \text{ m s}^{-1}$ ), se obtendría una velocidad angular del eje de la turbina mayor que la nominal, lo cual podría causar daños mecánicos en la turbina. Por lo tanto, la velocidad angular inicial del eje de la turbina corresponde a la velocidad angular base ( $\omega_{tur0} = 1.7698 \text{ rad s}^{-1}$ ). De la expresión (3.3.5) se obtiene que el *coeficiente de potencia* inicial de  $C_p = 0.4775$ , es decir, que tiene un valor menor al máximo global. De (3.3.4) se determina que la potencia inicial extraída por el WECS es  $P_{tur0} = 1.897 \text{ MW}$ , y finalmente, de (4.1.2) se obtiene que el par inicial de la turbina es  $\tau_{tur0} = 1.0719 \text{ MN m}^{-1}$ .

Del esquema de control presentado en la Figura 4.2 se requiere de una potencia de referencia ( $P_{eref}$ , en W), la cual se obtiene de las curvas de máxima extracción de potencia de la turbina eólica (Figura 3.13), dependiendo de la región de operación (Figura 3.5),

$$P_{eref} = \begin{cases} 0 & ; \omega_{tur} < 0.72 \text{ rad s}^{-1} \\ 303687.2899 \cdot \omega_{tur}^3 & ; 0.72 \text{ rad s}^{-1} \leq \omega_{tur} \leq 1.7698 \text{ rad s}^{-1} \\ \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v_w^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) & ; 9.83 \text{ m s}^{-1} < v_w < 10.46 \text{ m s}^{-1} \\ 2 \text{ MW} & ; 10.46 \text{ m s}^{-1} < v_w < 25 \text{ m s}^{-1} \\ 0 & ; 25 \text{ m s}^{-1} \geq v_w \end{cases} \quad (4.2.1)$$

De (4.2.1), cada una de las regiones de operación del aerogenerador está acotada por los límites de velocidad angular de la turbina y la velocidad de viento, determinados en el caso de estudio de la Sección 3.4. Con respecto a la región de operación II del aerogenerador, la relación entre  $P_{eref}$  (en W) y  $\omega_{tur}$  (en  $\text{rad s}^{-1}$ ) se obtuvo a partir de una regresión polinómica tomando como referencia la Figura 3.13b, tal que el coeficiente de correlación es de 0.9999, lo cual indica que el modelo se ajusta al gráfico con un error mínimo despreciable.

De los modelos presentados en la Sección 4.1 se tienen tres variables de estado, cuyas condiciones iniciales son,

$$\omega_{tur0} = 1.7698 \text{ rad s}^{-1}$$

$$\frac{\tau_{refaux0}}{\tau_{base}} = \frac{\tau_{e0}}{\tau_{base}} = 0.9486 \text{ p.u.}$$

Los cuales son valores consistentes de acuerdo con los parámetros de la turbina (Tabla A.3). Además, la condición inicial de la operación del aerogenerador corresponde a la región de operación III (Figura 3.5).

## 4.2.2. Análisis dinámico

Se considera un perfil de viento similar al utilizado en la literatura de estudio de sistemas eólicos [23, 26, 38], tal que el considerado en este trabajo es el descrito por la siguiente expresión,

$$v_w(t) = \begin{cases} 10.25 & ; 0 \leq t < 0.5 \text{ s} \\ 10.25 - 0.3178 + 0.02 [20 \sin(0.2t) + 20 \sin(0.6t) + 10 \sin(2.6t) + 2 \sin(7.8t) + \sin(12t)] & ; 0.5 \text{ s} \leq t \leq 10 \text{ s} \end{cases}$$

Se resuelve el conjunto de ecuaciones diferenciales por el método de Runge-Kutta de cuarto orden [27]. La Figura 4.5 muestra la evolución de algunas variables del sistema eólico para ejemplificar el esquema de operación MPPT. Conforme varía la velocidad del viento ( $v_w$ ), la velocidad angular del eje de la turbina se mantiene cercana a su valor máximo ( $\omega_{tur} = 1.7698 \text{ rad s}^{-1}$ ) con variaciones no mayores al 0.21 %. Esto tiene como consecuencia que se logre un *coeficiente de potencia* ( $C_p$ ) cercano al máximo global ( $C_{pmaxg} = 0.48$ ) para tener la máxima extracción de potencia ( $P_{tur}$ ). Mientras la potencia de la turbina esté por debajo de su valor nominal, el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina se mantiene en  $\beta = 0^\circ$ . Sin embargo, si se llega a sobrepasar el valor nominal de la potencia de la turbina, el ángulo de inclinación de las aspas aumenta su valor, dando como resultado una disminución en el *coeficiente de potencia* y limitando la extracción de potencia al valor nominal del aerogenerador (2 MW).

El comportamiento de la potencia de la turbina ( $P_{tur}$ ) es similar a la del perfil de viento ( $v_w$ ). La diferencia entre la potencia de entrada del generador ( $P_{tur}$ ) y su potencia de salida ( $P_e$ ) se debe al modelado del par electromagnético del PMSG mediante una función de transferencia de primer orden (Figura 4.2), lo cual representa un retraso en el tiempo entre el par electromagnético de referencia y el par electromagnético del generador. Esto da como resultado una curva de potencia activa de salida del generador ( $P_e$ ) con tasas de cambio menores que las que se tienen en la potencia de la turbina ( $P_{tur}$ ).

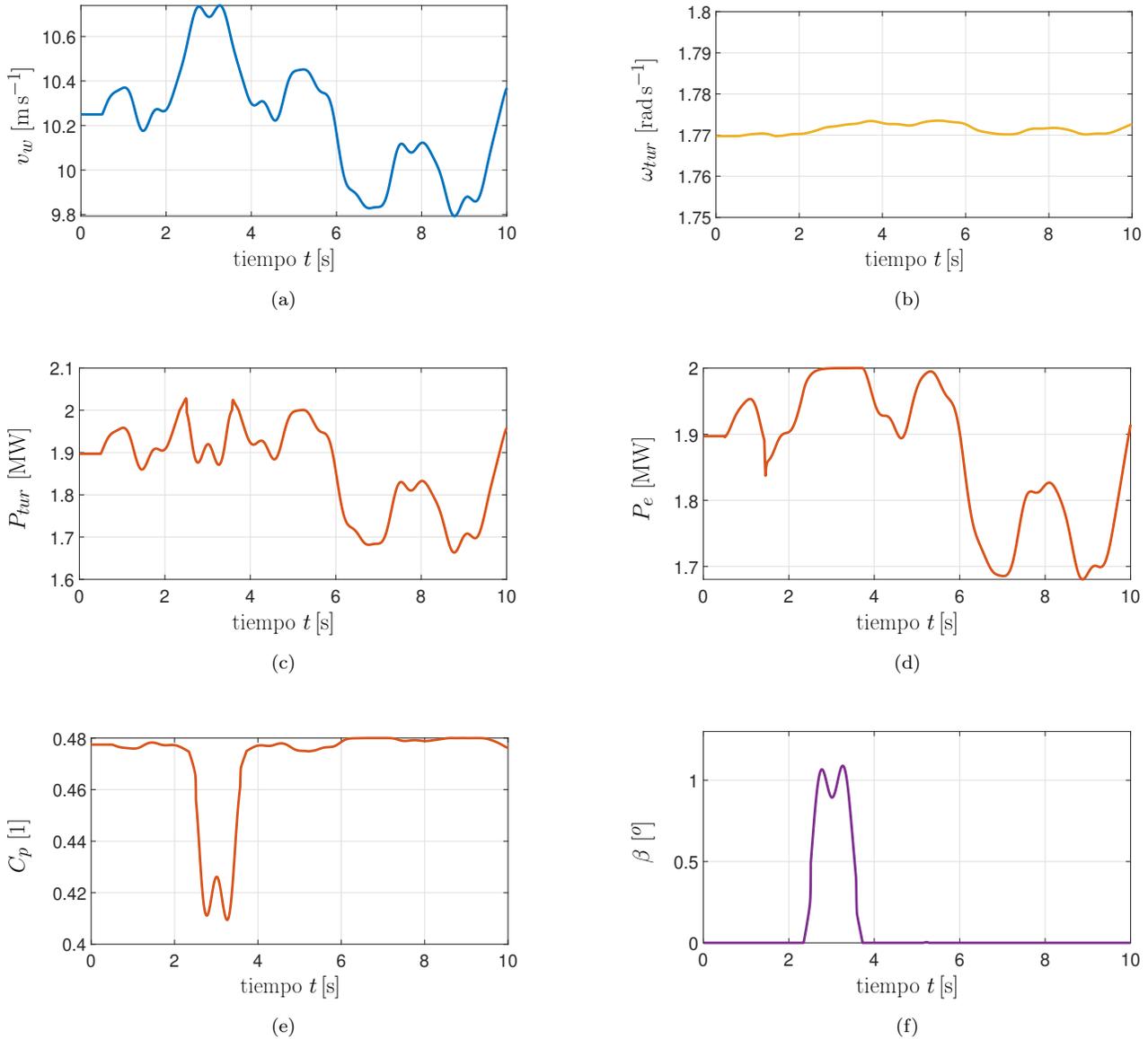


Figura 4.5: Variables de interés del sistema eólico: (a) velocidad del viento, (b) velocidad angular del eje de la turbina, (c) potencia de la turbina, (d) potencia activa de salida del generador, (e) *coeficiente de potencia*, (f) ángulo de inclinación de las aspas de la turbina [58].

### 4.3. Caso de estudio: análisis de SMBI con WECS ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica

En esta Sección se analiza la estabilidad transitoria en SMBI con generación eólica basada en el PMSG (Figura 4.6) ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica. Se utilizan los modelos del generador y del convertidor del software *MATLAB/Simulink*, los cuales están basados en el marco de referencia dq0 del PMSG [22, 28] y en el *control vectorial de las corriente y tensiones de eje directo y eje en cuadratura* [12, 23].

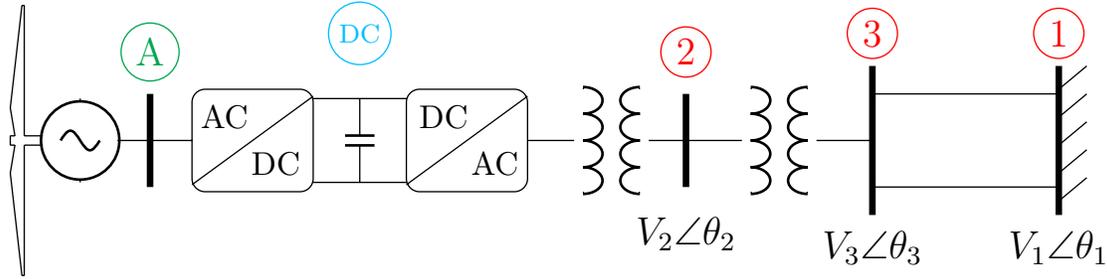


Figura 4.6: Diagrama unifilar del sistema de prueba máquina-bus infinito con un sistema eólico con PMSG.

Se toma como base un ejemplo del software *MATLAB/Simulink* [77] que consta de un sistema eólico basado en el PMSG (con un control para la máxima extracción de potencia en el convertidor lado máquina - rectificador) y tiene como sistema de prueba el SMBI. Se realizaron cuatro modificaciones:

1. Se ajustan los parámetros y coeficientes de diseño de la turbina eólica, de tal manera que esta corresponda a la analizada en la Sección 3.4, dejando el modelo de dos masas de la turbina-generator [12, 38].
2. Se modifican los coeficientes del algoritmo de MPPT para que coincidan con los de la expresión (4.2.1), específicamente para la región de operación II.
3. Se modifican los parámetros del transformador eléctrico y de las líneas de transmisión para que estos coincidan con los presentados en la Sección 2.5. La representación de estos componentes son las presentadas en el Apéndice A.
4. La estrategia de control implementada en el ejemplo se basa en la regulación del intercambio de potencia reactiva entre el WECS y la red; de manera que cuando se quiera hacer la regulación de magnitud de tensión en terminales del nodo de interconexión del WECS con la red se utiliza un control proporcional-integral para realizar esta consigna.

El diagrama unifilar del SMBI (Figura 4.6) se compone de un sistema eólico equivalente que utiliza el PMSG con una magnitud de tensión nominal (en AC) en terminales (nodo A) de 730 V. Se tiene un convertidor basado en electrónica de potencia entre el sistema eólico y la red eléctrica, donde la tensión nominal del enlace en DC es de 1100 V, y la tensión nominal (en AC) de salida es de 575 V. La salida del convertidor se conecta a un transformador eléctrico con relación de transformación 575 V/13.8 kV. Con respecto a la red eléctrica, se tiene otro transformador eléctrico (entre los nodos 2 y 3, con relación de transformación 13.8 kV/115 kV) y dos líneas de transmisión (entre los nodos 1 y 3). Se considera que la frecuencia nominal del sistema es de  $f_{nom} = 60$  Hz, y que la velocidad angular base de la turbina es su valor máximo, es decir,  $\omega_{base} = 1.7698$  rad s<sup>-1</sup>.

La numeración de los nodos del sistema se hizo de acuerdo con lo presentado en la Subsección 2.2.2, tal que la tensión base de los nodos 1 y 3 es de  $V_{base1} = V_{base3} = 115 \text{ kV}$ , mientras que la del nodo 2 es de  $V_{base2} = 13.8 \text{ kV}$ . El nodo 1 es el *bus infinito*, el cual se toma como el nodo *slack* en el estudio de flujos de potencia. El sistema eólico es representado por un solo aerogenerador equivalente, cuya turbina es la analizada en el caso de estudio de la Sección 3.4, tal que para hacer este caso de estudio coherente, se considera que el sistema eólico está localizado en la región de La Ventosa, México. Se considera que el parque eólico consta de 50 aerogeneradores (capacidad instalada de 100 MW) y este parque se interconecta a la red de transmisión del SEN [56] en una tensión de 115 kV. Los modelos y parámetros del transformador eléctrico y de las líneas de transmisión (en por unidad y bajo una potencia base de  $S_{base} = 100 \text{ MV A}$ ) se toman del caso de estudio de la Sección 2.5.

### 4.3.1. Análisis en estado estable

Se considera un perfil de viento que tiene como valor inicial  $8.8 \text{ ms}^{-1}$ , que corresponde a la velocidad de viento promedio máxima en la región de La Ventosa, Oaxaca, en la temporada de otoño [76]. De la expresión (3.3.7), para esta condición inicial corresponde una velocidad angular del eje de la turbina de  $\omega_{tur0} = 1.584 \text{ rad s}^{-1}$ , dando el *coeficiente de potencia* máximo global ( $C_{pmaxg} = 0.48$ ) y una potencia extraída por el WECS en estado estable es de  $P_{tur} = 50 \times 1.207 \text{ MW}$ , que corresponde a 0.6035 p.u.

De la red eléctrica compuesta por los buses 1, 2 y 3, de acuerdo con los datos que se deben tener en cada uno de los buses según su tipo, se define el fasor de tensión en el bus 1 con un valor de  $1 \angle 0$ . En el bus 2 se define una magnitud de tensión de 1.03 p.u. y una potencia activa generada de 0.6035 p.u. Por último, en el bus 3, al ser un bus tipo PQ, no se tienen datos iniciales dado que no se cuenta con ninguna carga en este bus. La solución de flujos de potencia corresponde exactamente a la misma presentada en la Tabla 2.2 de la Sección 2.5. Debido al desacoplamiento eléctrico entre el nodo A y el resto del sistema debido al convertidor de escala completa (Figura 4.6), el nodo A no es de interés para la solución del estudio de flujos de potencia.

### 4.3.2. Análisis dinámico

Se comparan dos estrategias de control en el convertidor inversor (Figura 4.1). Por un lado, la regulación del intercambio de potencia reactiva ( $Q_g$ ), y por otro lado, la regulación de magnitud de tensión del nodo de interconexión del aerogenerador con la red ( $V_{grid}$ ). El hecho de que se utilice una u otra estrategia de regulación tiene un impacto directo en la estabilidad transitoria del sistema y en el tiempo crítico de liberación de falla [40, 41]. La velocidad de viento se asume constante en las simulaciones realizadas, de tal manera que la única perturbación del sistema sea la falla de cortocircuito.

Como primer caso, se parte de una condición en estable estable (Tabla 2.2) y se considera una velocidad de viento constante con un valor de  $v_w = 8.8 \text{ m s}^{-1}$ . Este caso considera que se tiene la regulación de potencia reactiva entre el WECS y la red con un valor de referencia de  $Q_{ref} = 0.1147$  p.u. En  $t = 1 \text{ s}$  se tiene la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en el bus 3 del SMBI con una duración de 11 ciclos de la frecuencia nominal del sistema ( $t_f = \frac{11}{60} = 183.33 \text{ ms}$ ), el cual corresponde al tiempo crítico de liberación de falla de este caso. La Figura 4.7 muestra el comportamiento de las principales variables de interés del sistema de potencia y del WECS.

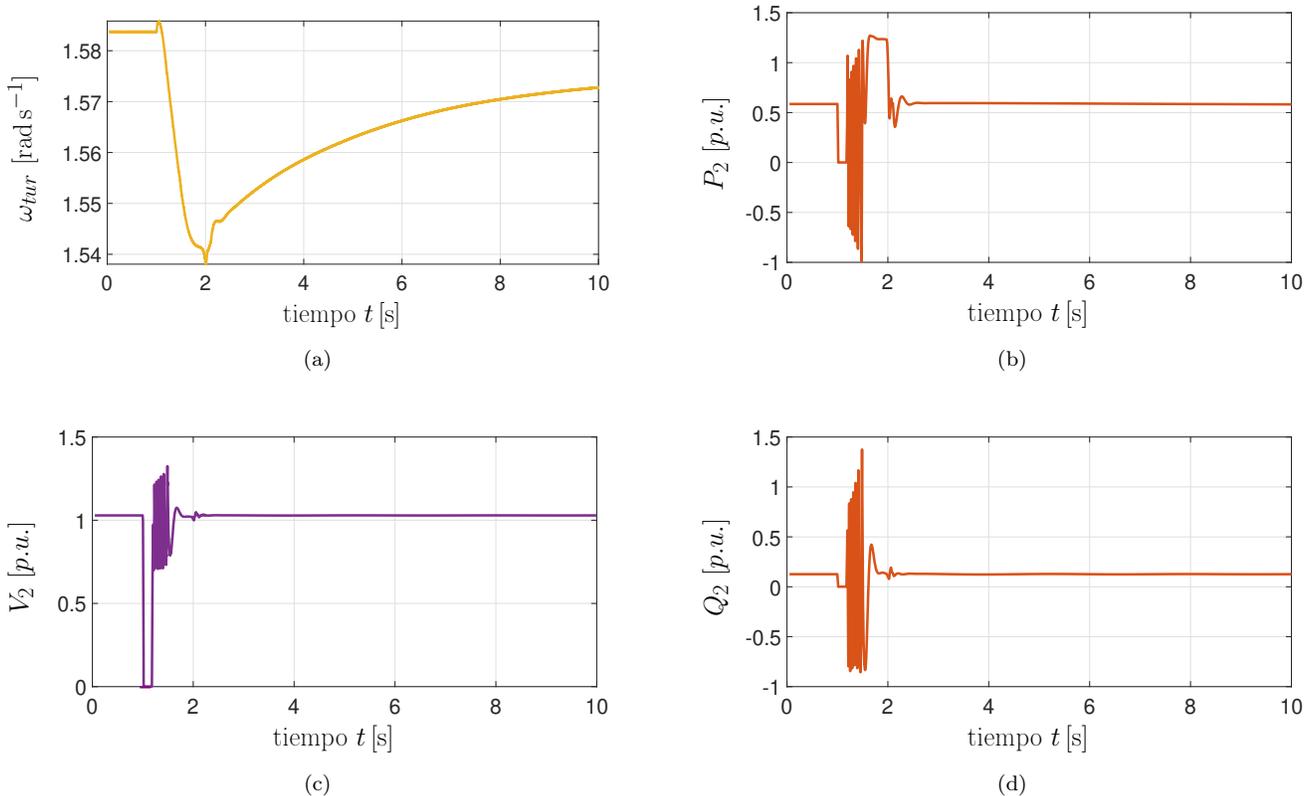


Figura 4.7: Variables del sistema eólico y del SMBI sometido a una falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 con duración de 11 ciclos de la frecuencia nominal del sistema: (a) velocidad angular del eje de la turbina, (b) potencia activa del generador, (c) magnitud de tensión en bus 2, (d) potencia reactiva del generador [58].

De los resultados presentados en la Figura 4.7, se observa que todas las variables parten de una condición en estado estable, y cuando se presenta la falla se tiene una disminución súbita en las variables de las gráficas. De hecho la potencia activa, la potencia reactiva y la magnitud de tensión en el nodo 2 caen a un valor de 0 durante el periodo de la falla, mientras que la velocidad angular del eje de la turbina disminuye aproximadamente a un valor de  $1.54 \text{ rad s}^{-1}$ . Una vez liberada la falla se presenta el periodo transitorio, se presentan oscilaciones en las variables, tal que se mantiene la estabilidad del sistema. Posteriormente, la magnitud de tensión en el nodo 2, así como la potencia activa y la potencia reactiva del WECS llegan a un valor en estado estable, mientras que la velocidad angular del eje de la turbina tarda más de 10s en llegar a su valor en estado estable después de la perturbación en la red eléctrica.

Como segundo caso, se parte de una condición en estable estable (Tabla 2.2) y se considera una velocidad de viento constante con un valor de  $v_w = 8.8 \text{ ms}^{-1}$ . Este caso considera que se tiene la regulación de la magnitud de tensión del bus 2 con un valor de referencia de  $V_{2ref} = 1.03$  p.u. En  $t = 1 \text{ s}$  se tiene la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en el bus 3 del sistema con una duración de 13 ciclos de la frecuencia nominal del sistema ( $t_f = \frac{13}{60} = 216.66 \text{ ms}$ ), el cual corresponde al tiempo crítico de liberación de falla de este caso. La Figura 4.8 muestra el comportamiento de las principales variables de interés del sistema de potencia y del WECS.

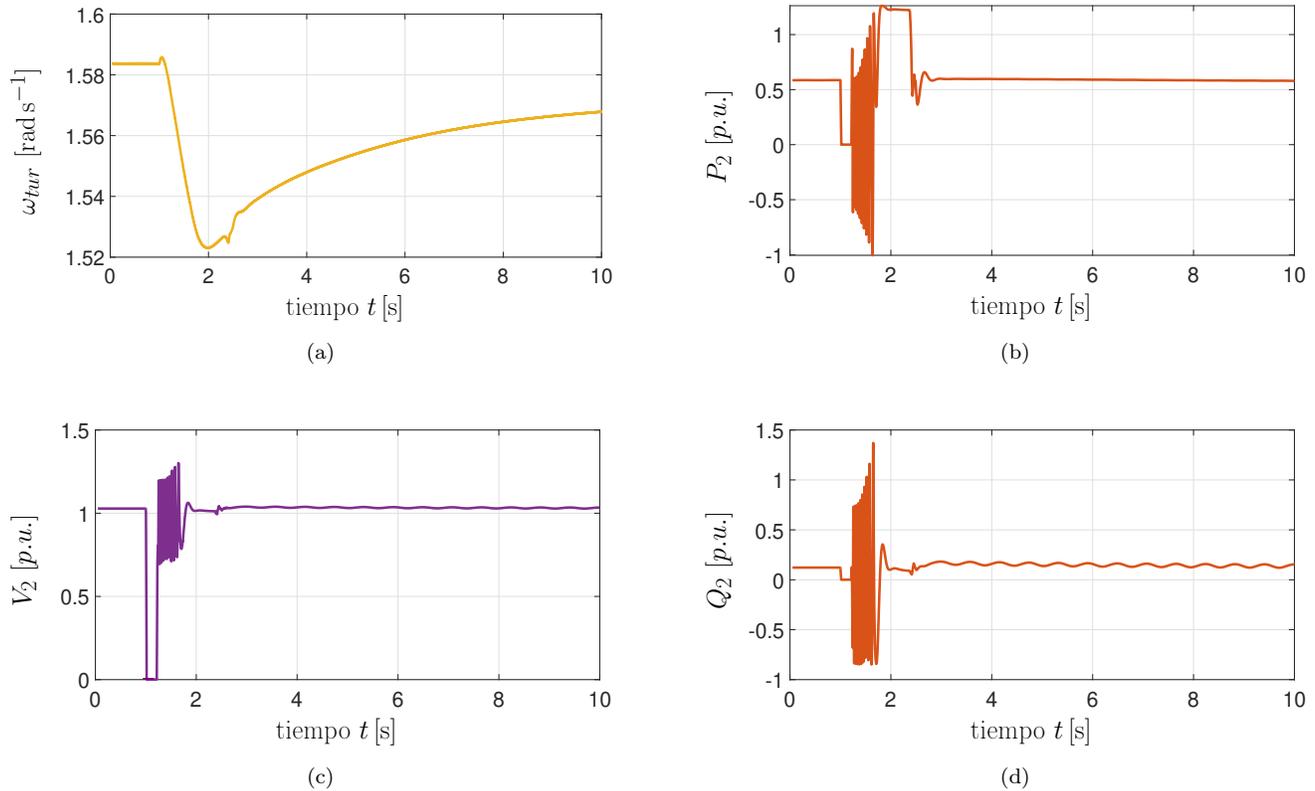


Figura 4.8: Variables del sistema eólico y del SMBI sometido a una falla de cortocircuito trifásica en el nodo 3 con duración de 13 ciclos de la frecuencia nominal del sistema: (a) velocidad angular del eje de la turbina, (b) potencia activa del generador, (c) magnitud de tensión en bus 2, (d) potencia reactiva del generador [58].

De los resultados presentados en la Figura 4.8, se tienen algunas diferencias en el comportamiento de las variables con respecto a los obtenidos en el primer caso. Primero, se tiene un tiempo crítico de liberación mayor; sin embargo, la magnitud de tensión en el nodo 2 y el potencia reactiva del WECS no llegan precisamente a un valor en estado estable después del periodo transitorio debido a la presencia de oscilaciones de baja frecuencia. Esto sugiere el uso de un PSS como componente auxiliar en el sistema eólico [42]. Durante el periodo de falla se tiene que la velocidad angular del eje de la turbina disminuye aproximadamente a un valor de  $1.52 \text{ rad s}^{-1}$  debido a que la duración de la falla fue mayor que en la del primer caso. Después del periodo transitorio, la potencia activa del WECS llega a un valor en estado estable, mientras que la velocidad angular del eje de la turbina tarda más de 10 s en llegar a su valor en estado estable.

En los dos casos anteriores se consideró un perfil de viento con un valor de  $v_w = 8.8 \text{ m s}^{-1}$ , constante durante la simulación, el cual está asociado a una extracción de potencia activa de 0.6035 p.u. en estado estable. Como variante, se considera el mismo sistema de potencia con otros valores de velocidad de viento ( $9.25 \text{ m s}^{-1}$ ,  $9.67 \text{ m s}^{-1}$  y  $10.06 \text{ m s}^{-1}$ ), constantes durante la simulación, tal que se apliquen las dos estrategias de control. La Tabla 4.1 presenta los resultados obtenidos de los diferentes casos con respecto al tiempo crítico de liberación de falla, la corriente máxima que entrega el sistema eólico (bus 2) a la red ( $I_{wecs \max}$ , en A) y la corriente máxima con respecto a la corriente en estado estable ( $\frac{I_{wecs \max}}{I_{wecs 0}}$ ) ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en el bus 3 del SMBI (Figura 4.6).

Tabla 4.1: Impacto en el tiempo crítico de liberación de falla y en la corriente máxima de falla para diferentes valores de velocidad de viento en el sistema eólico ante la presencia de una falla de cortocircuito trifásica en el bus 3.

Condiciones iniciales		Estrategia de control (lado red)					
$v_{w0}$	$P_{tur 0}$	Regulación de potencia reactiva			Regulación magnitud de tensión		
		$t_{clf}$	$I_{wecs \max}$	$\frac{I_{wecs \max}}{I_{wecs 0}}$	$t_{clf}$	$I_{wecs \max}$	$\frac{I_{wecs \max}}{I_{wecs 0}}$
$6.8 \text{ m s}^{-1}$	0.6035 p.u.	$\frac{11}{60} \text{ s}$	6.139 kA	2.53	$\frac{13}{60} \text{ s}$	6.157 kA	2.54
$9.25 \text{ m s}^{-1}$	0.7000 p.u.	$\frac{11}{60} \text{ s}$	6.1221 kA	2.18	$\frac{13}{60} \text{ s}$	6.09 kA	2.17
$9.67 \text{ m s}^{-1}$	0.8000 p.u.	$\frac{11}{60} \text{ s}$	6.0882 kA	1.90	$\frac{13}{60} \text{ s}$	6.0294 kA	1.89
$10.06 \text{ m s}^{-1}$	0.9000 p.u.	$\frac{11}{60} \text{ s}$	6.0131 kA	1.67	$\frac{13}{60} \text{ s}$	5.9615 kA	1.66

De los resultados presentados en la Tabla 4.1, se observa que, sin importar la potencia activa en estado estable del WECS, se obtiene un tiempo crítico de liberación de falla mayor cuando se opta por la estrategia de regulación de magnitud de tensión en el nodo de interconexión que cuando se opta la regulación de potencia reactiva del WECS. Este resultado sugiere optar por la regulación de magnitud de tensión en el nodo de interconexión para mantener, al menos por dos ciclos más, la estabilidad del sistema ante la presencia de alguna perturbación en la red eléctrica. Para cada uno de los cuatro casos de la Tabla 4.1, se obtuvo aproximadamente la misma corriente máxima de falla si se operaba con cualquiera de las dos estrategias de control. Sin embargo, conforme la potencia activa en estado estable del WECS era mayor, la corriente máxima de falla fue menor debido a la capacidad de inyección de corriente del convertidor inversor.

## 4.4. Discusión del desempeño de sistemas de generación convencional y eólicos

A diferencia de plantas de generación convencional, donde la potencia mecánica de entrada  $P_m$  es controlada por el flujo del fluido (según el tipo de central), en el caso de aerogeneradores, la potencia mecánica de entrada es variable ya que depende de la velocidad del viento (3.3.4). Tanto en plantas de generación convencional, como en las plantas de generación eólicas, a la salida se debe obtener una magnitud de tensión  $V_t$  constante y una frecuencia eléctrica  $f_e$  de las variables de tensión y corriente igual a la nominal del sistema. En el caso de plantas convencionales esto se logra mediante el sistema de excitación y el sistema turbina-gobernador de velocidad (Sección 2.1), mientras que en los WECS esto se logra mediante los convertidores basados en electrónica de potencia (Subsección 3.3.5). Otra diferencia importante entre los generadores de plantas convencionales y de sistemas eólicos, es en la tensión de salida nominal en sus terminales y la capacidad de potencia de las máquinas. En el caso de generadores de plantas convencionales [28], su potencia nominal está en el orden de decenas o centenas de MW y las tensiones en terminales están en el rango de [11 kV – 35 kV]. En tanto que en sistemas eólicos [12] su potencia nominal puede llegar hasta decenas de MW (Tabla 3.1) y las tensiones en terminales en el rango de [440 V – 1 kV].

Con respecto a los resultados obtenidos en este trabajo del impacto de una planta de generación convencional y de un sistema eólico con PMSG en la estabilidad transitoria del SMBI, en una primera instancia, se tiene que el tiempo crítico de liberación de falla del sistema con una planta de generación convencional es mayor que el que se tiene con un sistema eólico con PMSG. En el caso de estudio de la Sección 2.5 se obtuvo que el  $t_{clf}$  era de entre 16 y 26 ciclos de la frecuencia nominal del sistema, según la potencia activa generada antes de la falla, mientras que de acuerdo con el caso de estudio de la Sección 4.3 se obtuvo que el  $t_{clf}$  era de entre 11 y 13 ciclos de la frecuencia nominal del sistema. Esto se debe a que en un sistema de potencia con gran penetración de fuentes de energía renovable la inercia total del sistema así como el amortiguamiento decaen y se tiene que el sistema de potencia es más propenso a poder perder su estabilidad ante una falla de gran impacto, como lo es una falla de cortocircuito trifásica.

Ante esta situación, los códigos de red de los diversos sistemas de potencia en el mundo establecen un tiempo mínimo en que las plantas generadoras (convencionales y basadas en energías renovables) deben permanecer conectadas a la red durante una perturbación de gran impacto en el sistema para no desencadenar un problema mayor por la pérdida súbita de potencia de la planta generadora. En el caso del código de red mexicano [57], se establece que para plantas generadoras con capacidad instalada de 100 MW y mayores este tiempo debe ser de por lo menos 250 ms.

La Tabla 2.4 muestra que la planta generadora convencional basada en el generador síncrono en el SMBI cumple con el requerimiento del código de red mexicano, mientras que de acuerdo con los resultados de la Tabla 4.1 se observa que el sistema eólico con PMSG en el SMBI no cumple con el requerimiento del código de red mexicano. En sistemas de potencia de gran dimensión se tiene la interacción de plantas de generación convencional y plantas de generación basadas en energías renovables en la red eléctrica, y es mediante los estudios de la operación del SEP que se determina para diferentes nodos del sistema si se cumple con el tiempo que las centrales deben permanecer conectadas a la red ante la ocurrencia de perturbaciones. En el sistema máquina - bus infinito, al tener una sola planta generadora, se evalúa la operación y desempeño de dicha planta, por tal motivo es que el sistema eólico con PMSG en el SMBI tiene tiempos críticos de liberación de fallas menores que los requeridos por el código de red mexicano.

Finalmente, las corrientes máximas de fallas de cortocircuito en centrales de generación convencional (Tabla 2.4) suelen ser mayores que las que se tienen en centrales eólicas basadas en el PMSG (Tabla 4.1), lo cual se debe a las restricciones físicas propias de los componentes [45, 65]. Esto podría ser un problema con los esquemas de protecciones eléctricas si no se hace el ajuste y coordinación correctamente de los relevadores de protección ya que podrían no detectar una corriente de falla proveniente de algún sistema eólico.

## 4.5. Conclusiones

Los convertidores basados en electrónica de potencia utilizados en los sistemas eólicos con PMSG permiten tener un control para conseguir la máxima extracción de potencia ante la variación de la velocidad del viento. Además pueden tener un control en las variables del punto de interconexión del sistema eólico con la red, ya sea la regulación del intercambio de potencia reactiva (sin sobrepasar la capacidad de potencia del WECS) o la regulación de magnitud de tensión en el nodo de interconexión. Debido a que los sistemas eólicos con PMSG no contribuyen a la inercia total del sistema, se tiene un menor amortiguamiento de oscilaciones en los sistemas de potencia con la integración de estas centrales de generación. Esto da como consecuencia un tiempo crítico de liberación de falla menor que el que se tendría con plantas de generación convencional, lo cual puede poner en riesgo la estabilidad del sistema ante la presencia de fallas de cortocircuito trifásicas.

# Capítulo 5

## Conclusiones

La integración de centrales eólicas en los sistemas eléctricos de potencia de diferentes países del mundo va en aumento, sobretodo la de WECS con turbinas de eje horizontal basados en el PMSG. Debido a los esquemas de control que se pueden implementar en los convertidores de los sistemas eólicos, es que se puede tener un esquema de operación de máxima extracción de potencia (convertidor lado máquina), y también la regulación de variables en el nodo de interconexión (convertidor lado red).

Con respecto a la consigna de máxima extracción de potencia de sistemas eólicos, la regulación de la velocidad angular del eje de la turbina así como del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina permiten la extracción óptima de potencia en sistemas eólicos. Esto se ejemplifica en la curva de potencia de los aerogeneradores (Figura 3.5), en la zona II y III se busca maximizar el *coeficiente de potencia* y la potencia eólica extraída, mientras que en la zona IV se busca no sobrepasar la potencia nominal de la turbina para evitar daños mecánicos.

En cuanto a las restricciones de la solución los modelos presentados en la Sección 4.1 y utilizados en el caso de estudio de la Sección 4.2, en estado estable se debe partir de una velocidad de viento menor o igual que la nominal ( $v_w \leq v_R$ ) para que el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina ( $\beta$ ) tenga un valor inicial de  $0^\circ$ . De lo contrario cuando se resuelvan las ecuaciones diferenciales y algebraicas del modelo del aerogenerador se pueden presentar oscilaciones de la potencia de salida del generador ( $P_e$ ) que no deberían existir, lo cual se debe a la saturación de  $\beta$  (4.1.6b).

En cuanto a los alcances de la implementación de modelos presentados en la Sección 4.1 y utilizados en el caso de estudio de la Sección 4.2, estos solo contemplan a la turbina eólica y al generador síncrono de imanes permanentes en el esquema de operación de máxima extracción de potencia. Por consiguiente, faltaría incluir el modelo de un convertidor de escala completa junto con sus esquemas de control para poder integrar aerogeneradores a los estudios de estabilidad transitoria con la formulación expuesta en el Capítulo 2.

El análisis de estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia parte de una condición en estado estable determinada por el estudio de flujos de potencia. Ante eventos de gran impacto en la estabilidad del sistema, como lo son las fallas de cortocircuito trifásicas, se tienen oscilaciones de las variables del sistema durante un periodo transitorio. Si las variables del sistema (*ángulo interno*, velocidad angular de los generadores, flujos de potencia activa y reactiva, magnitudes de tensión en nodos del sistema, entre otras) logran regresar a una condición en estado estable, el sistema mantiene su estabilidad. De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 2.4, en sistemas eléctricos de potencia con plantas de generación convencional, el tiempo crítico de liberación de falla depende, entre otras cosas, de la potencia activa en estado estable de los generadores síncronos, tal que entre mayor sea esta potencia, menor es el tiempo crítico de liberación de falla.

Por otro lado, de acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 4.1, en sistemas eléctricos de potencia con plantas de generación eólica basadas en el PMSG, el tiempo crítico de liberación de falla depende en menor medida de la potencia activa de los aerogeneradores (relacionada con la velocidad del viento) antes de la falla y depende más de la estrategia de control que se tenga en el convertidor lado red (inversor). Esto demuestra que si se utiliza una adecuada y coordinada estrategia de operación y control de sistemas eólicos integrados a la red eléctrica, como lo es la regulación de magnitud de tensión en el nodo de interconexión, se puede tener un tiempo crítico de liberación de falla mayor que si se adoptan otras estrategias de control, como la regulación de intercambio de potencia reactiva. Esto puede resultar crucial para mantener la estabilidad del sistema ante la presencia de una falla en la red eléctrica, y poder operar los sistemas de potencia con un desempeño dentro de los límites permisibles, tanto en estado estable como transitorio.

Debido a que los convertidores basados en electrónica de potencia de sistemas eólicos tienen una capacidad limitada de inyección de corriente ante fallas de cortocircuito, además de que el tiempo crítico de liberación de falla es menor cuando se tienen WECS a comparación de cuando se tienen plantas de generación convencional, las corrientes máximas de falla suelen ser mayores cuando se tienen plantas de generación convencional a comparación de las que se obtienen de sistemas eólicos.

En sistemas eléctricos de potencia con la integración de sistemas eólicos, debido a que los tiempo críticos de liberación de falla son menores a comparación de cuando solo se tienen plantas de generación convencional, la inercia total y el amortiguamiento del sistema disminuye, lo cual lo hace menos robusto. Debido al incremento en la capacidad instalada de sistemas eólicos en los SEP, los códigos de red de cada sistema establecen los requerimientos de operación de los sistemas eólicos. En estado estable se establece que operen a un cierto factor de potencia o que puedan regular la magnitud de tensión del nodo al que se interconectan, y ante perturbaciones en la red que se mantengan conectados al sistema al menos durante un cierto tiempo. Es por esto que cobra relevancia determinar el tiempo crítico de liberación de falla mediante estudios de estabilidad transitoria.

Finalmente, los sistemas eléctricos de potencia deben ser capaces de responder ante perturbaciones con sus propios elementos primarios (plantas de generación, transformadores eléctricos y líneas de transmisión), y como soporte es que se tienen los elementos auxiliares o de control en las plantas generadoras, siendo estos elementos auxiliares o de control indispensables, junto con las estrategias de operación y control que se tengan, para tener una operación confiable, segura, suficiente y estable del sistema de potencia.

## Trabajos futuros

Con el objetivo de una mayor profundización del presente trabajo se proponen los siguientes trabajos futuros a desarrollar:

- Proponer e implementar un modelo de convertidor de escala completa para sistemas eólicos con PMSG compatible con la formulación que se tiene para estudios de estabilidad transitoria.
- Extender el análisis dinámico a estudios de estabilidad de frecuencia, en donde se pueda tener una regulación de la frecuencia eléctrica por medio de la potencia de los sistemas eólicos.
- Utilizar el método de Prony para analizar de manera cuantitativa las oscilaciones de las variables del sistema por medio de su amplitud, frecuencia y amortiguamiento.
- Evaluar el impacto de una alta penetración de sistemas eólicos en la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.
- Implementar otros esquemas de regulación eficientes que garanticen el esquema de operación de máxima extracción de potencia de los sistemas eólicos.

# Apéndice A

## Parámetros y circuitos equivalentes de los componentes

En este apéndice se presentan los principales parámetros de los componentes que se utilizan en las simulaciones de este trabajo, tanto de plantas de generación convencional como de sistemas eólicos. Además, se presentan los circuitos equivalentes del transformador eléctrico de dos devanados y de líneas de transmisión.

### Generador síncrono de planta de generación convencional

La Tabla A.1 muestra los parámetros de un generador síncrono utilizado en una planta de generación convencional termoeléctrica.

Tabla A.1: Principales parámetros de generador síncrono de central termoeléctrica [31].

Parámetro	Valor
Potencia nominal de la máquina	$S_{3\phi} = 100 \text{ MV A}$
Tensión nominal entre líneas (rms)	$V_{nom} = 13.8 \text{ kV}$
Reactancia síncrona de eje directo	$x_d = 1.18 \text{ p.u.}$
Reactancia transitoria de eje directo	$x'_d = 0.22 \text{ p.u.}$
Constante de tiempo transitoria a circuito abierto de eje directo	$\tau'_{d0} = 6 \text{ s}$
Constante de inercia de la máquina	$H_{gen} = 5 \text{ s}$
Constante de amortiguamiento	$D = 0.04 \text{ p.u.}$
Velocidad angular nominal del rotor	$n_{gen\ nom} = 3600 \text{ rpm}$
Número de polos	$p=2$

## Sistema de excitación

La Tabla A.2 muestra los parámetros de un sistema de excitación estático que incluye un regulador automático de tensión (Figura 2.4).

Tabla A.2: Principales parámetros del sistema de excitación estático [30, 31].

Parámetro	Valor
Constante de tiempo	$\tau_A = 0.05$ s
Ganancia	$K_A = 200$ p.u.
Tensión máxima	$E_{fd\max} = 6$ p.u.
Tensión mínima	$E_{fd\min} = -6$ p.u.

## Turbina eólica

La Tabla A.3 muestra los parámetros de una turbina de eje horizontal de 3 aspas empleada comúnmente con PMSG en sistemas eólicos terrestres.

Tabla A.3: Principales características de turbina eólica empleada con PMSG [59, 77].

Parámetro	Valor
Potencia nominal	$P_{nom} = 2$ MW
Radio de la circunferencia barrida por las aspas	$R = 45$ m
Velocidad angular máxima del eje	$n_{tur\max} = 16.9$ rpm
Altura del eje	$h = 80$ m
Velocidad de viento de corte inferior	$v_C = 4$ m s <sup>-1</sup>
Velocidad del viento nominal	$v_R = 13.5$ m s <sup>-1</sup>
Velocidad del viento de corte superior	$v_F = 25$ m s <sup>-1</sup>
Constante de inercia de turbina eólica	$H_{tur} = 4$ s

La Tabla A.4 presenta los parámetros de diseño de una turbina eólica de velocidad angular variable. Estos coeficientes corresponden a la caracterización del *coeficiente de potencia* de la turbina con base en (3.3.5).

Tabla A.4: Parámetros de diseño de una turbina eólica de velocidad angular variable [26, 70, 71].

$C_1 = 0.5176$	$C_2 = 116$	$C_3 = -0.4$	$C_4 = 0$	$C_5 = 1$
$C_6 = -5$	$C_7 = -21$	$C_8 = 0.0068$	$C_9 = 0.08$	$C_{10} = -0.035$

## Generador síncrono de imanes permanentes

La Tabla A.5 muestra los parámetros de un PMSG empleado en sistemas eólicos.

Tabla A.5: Principales características de PMSG empleado en sistemas eólicos [74, 77].

Parámetro	Valor
Potencia nominal de la máquina	$S_{3\phi} = 2 \text{ MV A}$
Tensión nominal entre líneas (rms)	$V_{nom} = 730 \text{ V}$
Constante de inercia de la máquina	$H_{gen} = 0.62 \text{ s}$
Número de polos	p=52
Constante de tiempo	$\tau_C = 20 \times 10^{-3} \text{ s}$

## Controles de WECS

La Tabla A.6 muestra los parámetros del esquema control de máxima extracción de potencia según el diagrama de la Figura 4.2. Y la Tabla A.7 muestra los parámetros del control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina según el diagrama de la Figura 4.3.

Tabla A.6: Principales parámetros del sistema de control de máxima extracción de potencia [74].

Parámetro	Valor
Ganancia control proporcional	$K_{pmp} = 0.3$
Ganancia control integral	$K_{imp} = 8$

Tabla A.7: Principales parámetros del sistema de control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina [12, 32, 74].

Parámetro	Valor
Ganancia control proporcional	$K_{pb} = 15$
Mínimo valor de $\beta$	$\beta_{min} = 0^\circ$
Máximo valor de $\beta$	$\beta_{max} = 30^\circ$

## Circuitos equivalentes de transformador eléctrico de dos devanados

La representación de transformadores eléctricos de dos devanados en estudios de la operación de sistemas de potencia se hace mediante el circuito equivalente simplificado mostrado en la Figura A.1a, el cual desprecia la corriente de magnetización y pérdidas por histéresis y solo considera la resistencia de devanados y la reactancia de dispersión ( $z_T = r_T + j x_T$ ); tal que su admitancia es  $y_T = \frac{1}{z_T}$ . De manera generalizada, mediante el circuito equivalente de la Figura A.1b, se considera cambio de taps en su devanado primario ( $0.9 \leq t_P \leq 1.1$ ) y cambio de taps en su devanado secundario ( $0.9 \leq t_S \leq 1.1$ ).

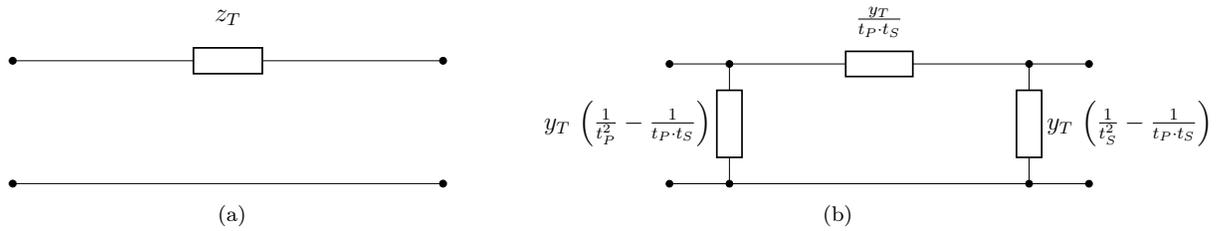


Figura A.1: Circuitos equivalentes en secuencia positiva de transformadores eléctricos: (a) modelo simplificado, (b) modelo simplificado generalizado con cambios de tap [27, 29, 49].

## Circuitos equivalentes de líneas de transmisión

La representación de una línea de transmisión “corta” en estudios de la operación de sistemas de potencia se hace mediante el circuito equivalente mostrado en la Figura A.2a, el cual considera solo la impedancia serie de la línea  $z_{\ell T} = r_{\ell T} + j x_{\ell T}$ . Se dice que una línea de transmisión es “corta” [20, 49] cuando tiene una longitud menor a 80 km y puede despreciarse el *efecto Ferranti*. Si su longitud es mayor, se puede utilizar la representación de líneas “medias”, la cual se hace mediante el circuito equivalente mostrado en la Figura A.2b, el cual considera la impedancia serie ( $z_{\ell T}$ ) y la susceptancia en derivación ( $B$ ) de la línea.

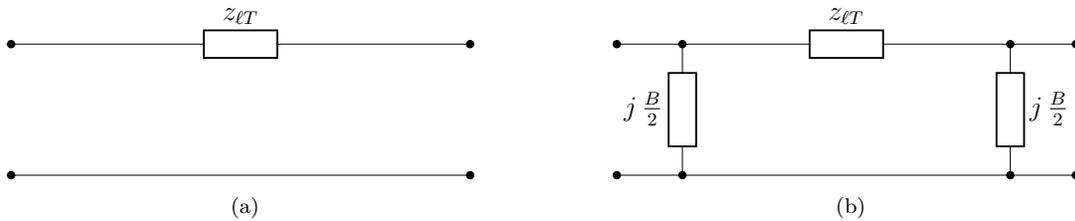


Figura A.2: Circuitos equivalentes en secuencia positiva de líneas de transmisión: (a) modelo línea corta, (b) modelo Pi línea media [27, 29, 49].

# Referencias

- [1] T. M. Letcher, Ed., “Future energy: Improved, sustainable and clean options for our planet”, 3rd ed. London, UK: Elsevier/The Lancet, 2020.
- [2] T. M. Letcher, Ed., “Managing global warming: An interface of technology and human issues”. San Diego, USA: Academic Press, 2018.
- [3] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2021”. [En línea]. Disponible: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf> [Consultado: 15 junio 2022]
- [4] D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin, M. D. Bazilian, N. Wagner, R. Gorini, “The role of renewable energy in the global energy transformation”. Energy Strategy Reviews, Volume 24, 2019.
- [5] H. Abu-Rub, M. Malinowski, and K. Al-Haddad, “Power Electronics for Renewable Energy systems, transportation and industrial applications”. John Wiley & Sons, 2014.
- [6] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, “Wind energy explained: Theory, design and application”, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2009.
- [7] T. M. Letcher, “Wind energy engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines”. San Diego, USA: Academic Press, 2017.
- [8] S. Peake, “Renewable Energy: Power for a Sustainable Future”, 4th ed., United Kingdom: Oxford University Press, 2018.
- [9] D. A. Rivkin, L. Silk, “Wind Energy”, United States of America: Jones & Bartlett Learning, 2013.
- [10] Gobierno del estado de Oaxaca, “Parque eólico Oaxaca IV”. [En línea]. Disponible: <https://www.oaxaca.gob.mx/semaedeso/energia-eolica/> [Consultado: 14 de junio de 2022]
- [11] Moray Offshore Renewable Power, “Moray East Powering Scotland’s Future through renewable energy”. [En línea]. Disponible: <https://www.morayeast.com/> [Consultado: 14 de junio de 2022]
- [12] T. Ackermann, Ed., “Wind Power in Power Systems”, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2012.

- 
- [13] Global Wind Energy Council, “Global Wind Report 2022”. [En línea]. Disponible: <https://gwec.net/global-wind-report-2022/> [Consultado: 1 junio 2022]
- [14] Wind Europe, “Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026”. [En línea]. Disponible: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/> [Consultado: 3 junio 2022]
- [15] R Core Team. R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2022.
- [16] Secretaría de Energía, México, “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036”, 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-304042> [Consultado: 6 junio 2022]
- [17] G. S. Alemán-Nava, *et al.*, “Renewable energy research progress in Mexico: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 32, 2014.
- [18] D.A. Canul-Reyes, O. Rodríguez-Hernández, A. Jarquin-Laguna, “Potential zones for offshore wind power development in the Gulf of Mexico using reanalyses data and capacity factor seasonal analysis”, Energy for Sustainable Development, Volume 68, 2022.
- [19] L. M. Castro, Enrique Acha, “A new method to assess the contribution of VSC-HVDC connected wind farms to the primary frequency control of power networks”, Electric Power Systems Research, Volume 154, 2018.
- [20] J. Duncan Glover, “Power System Analysis and Design”, 5th ed. Mason, OH, USA: CENGAGE Learning Custom Publishing, 2011.
- [21] P. M. Anderson, “Analysis of Faulted Power Systems”. Piscataway, NJ, USA: IEEE Publications, 1995.
- [22] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, “Analysis of electric machinery and drive systems”, 3rd ed. Nashville, TN, USA: John Wiley & Sons, 2013.
- [23] Q. Wu and Y. Sun, Eds., “Modeling and modern control of wind power”. Wiley & IEEE Press, 2018.
- [24] H. H.H. Mousa, A. Youssef, E.E.M. Mohamed, “State of the art perturb and observe MPPT algorithms based wind energy conversion systems: A technology review”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 126, Part A, 2021.
- [25] L. Wang, C. Singh, and A. Kusiak, Eds., “Wind power systems: Applications of computational intelligence”. Berlin, Germany: Springer, 2010.
- [26] C. Chatri, M. Ouassaid, M. Labbadi, Y. Errami, “Integral-type terminal sliding mode control approach for wind energy conversion system with uncertainties”, Computers and Electrical Engineering, Volume 99, 2022.
-

- [27] H. Saadat, "Power System Analysis". McGraw-Hill Science, Engineering & Mathematics, 1998.
- [28] P. Kundur, "Power system stability and control". New York, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [29] J. Grainger, W. Stevenson, "Análisis de sistemas de potencia", México: McGraw-Hill, 1996.
- [30] K. Padiyar, "Power System Dynamics: Stability and control". 2nd ed. Giriraj Lane: BS Publications, 2008.
- [31] P. M. Anderson and A. A. Fouad, "Power system control and stability", 2nd ed. Nashville, TN, USA: John Wiley & Sons, 2002.
- [32] M. Eremia and M. Shahidehpour, Eds., "Handbook of electrical power system dynamics: Modeling, stability, and control". Nashville, TN, USA: John Wiley & Sons, 2013.
- [33] M. H. J. Bollen and F. Hassan, "Integration of distributed generation in the power system". Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2011.
- [34] A. Bensalah, G. Barakat, and Y. Amara, "Electrical Generators for Large Wind Turbine: Trends and Challenges", *Energies*, vol. 15, no. 18, p. 6700, Sep. 2022.
- [35] L. Freris and D. Infield, "Renewable Energy in Power Systems". Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2008.
- [36] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, "Power conversion and control of wind energy systems". Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2011.
- [37] A. D. Hansen, G. Michalke, "Multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbines' grid support capability in uninterrupted operation during grid faults", *IET Renewable Power Generation*, 2008.
- [38] H. Ye, B. Yue and X. Li, "Modeling and simulation of multi-scale transients for PMSG-based wind power systems", *Wind Energy*, Wiley, 2017.
- [39] O. Alizadeh and A. Yazdani, "A Strategy for Real Power Control in a Direct-Drive PMSG-Based Wind Energy Conversion System", in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1297-1305, July 2013.
- [40] C. Taylor, "Power System Voltage Stability". New York, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [41] E. Vittal, M. O'Malley and A. Keane, "Rotor Angle Stability With High Penetrations of Wind Generation", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 353-362, Feb. 2012.
- [42] A. D. Hansen, G. Michalke, "Modelling and Control of Variable speed Multi-pole Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine", *Wind Energy*, Wiley Interscience, 2008.
- [43] A. Flores, "Análisis y dimensionamiento de sistema de baterías para su operación en unidades BESS", Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2022.

- 
- [44] O. Romero, “Estrategia de regulación de frecuencia en sistemas de potencia con soporte exclusivo BESS”, Tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2023.
- [45] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen and V. Gevorgian, “Investigation on the Combined Effect of VSC-Based Sources and Synchronous Condensers Under Grid Unbalanced Faults”, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 5, pp. 1898-1908, Oct. 2019.
- [46] Y. A. Cengel, M. A. Boles, “Termodinámica”, 8va Ed., México: Mc Graw Gill Education, 2015.
- [47] A. Robbins and W. C. Miller, “Circuit analysis: Theory and practice”. Delmar Pub, 2007.
- [48] S. J. Chapman, “Máquinas Eléctricas”, 5ta Ed. México: Mc Graw Hill, 2012.
- [49] J. Viqueira, “Redes Eléctricas 1”, 2da Ed., Ciudad de México: Departamento de Publicaciones Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.
- [50] J. Machowski, J. Bialek, and J. Bumby, “Power system dynamics: Stability and control”, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2008.
- [51] P. C. Sen, “Principles of electric machines and power electronics”, 3rd ed. Nashville, TN, USA: John Wiley & Sons, 2013.
- [52] L. A. Paredes, B.R. Serrano, M. G. Molina, “Resiliencia de los sistemas eléctricos”, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, 2020.
- [53] P. Kundur et al., “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [54] N. Hatziargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271-3281, July 2021.
- [55] “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, in *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp.1-207, 26 Aug. 2016.
- [56] CENACE, “Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2035”, 2021. [En línea] Disponible: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/10\\_PLANEACION/DiagramasUnifilares/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202020-2025%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/DiagramasUnifilares/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202020-2025%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf) [Consultado: 15 de noviembre de 2022]
- [57] CRE, “Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red”, 2021. [En línea] Disponible: [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0) [Consultado: 4 de enero de 2022]
- [58] MATLAB. version 9.11.0.1769968 (R2021b). Massachusetts: The MathWorks Inc., 2021.
- [59] F. Torabi, “Fundamentals of wind farm aerodynamic layout design”. San Diego, USA: Academic Press, 2022.
-

- 
- [60] C.A. Lopez-Villalobos, O. Martínez-Alvarado, O. Rodríguez-Hernández, R. Romero-Centeno, “Analysis of the influence of the wind speed profile on wind power production”, *Energy Reports*, Volume 8, 2022.
- [61] A. Rezaeiha, H. Montazeri, and B. Blocken, “Active flow control for power enhancement of vertical axis wind turbines: Leading-edge slot suction”, *Energy*, Volume 189, 2019.
- [62] F. Zeman, *Metropolitan sustainability: Understanding and improving the urban environment*. Cambridge, Inglaterra: Woodhead Publishing, 2012.
- [63] G.A. van Kuik, *The Lanchester–Betz–Joukowsky limit*, Wind Energy, Wiley Interscience, 2007.
- [64] A. R. Ghasemi, et al., “Wind Turbine Technology”, USA: Excelic Press, 2019.
- [65] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, “Wind Energy Handbook”. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.
- [66] L. M. Castro González, “Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks”, Tesis PhD, Tampere University of Technology, Publication 1445, Tampere, 2016.
- [67] M. Eremia, *Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and artificial intelligence*. Nashville, TN, Estados Unidos de América: John Wiley & Sons, 2016.
- [68] J. Yang, *et al.* “Review of control strategy of large horizontal-axis wind turbines yaw system”. *Wind Energy* 24: 97– 115, 2021.
- [69] The Weather Channel, “Tiempo mensual - La Ventosa, Estado de Oaxaca”, 2022. [En línea] Disponible: <https://weather.com/es-MX/tiempo/mensual/1/f19d6a03b06cd46f2a1ea9a34adca7c082ddd3b5eaeef7e022877039a72d> [Consultado del 23 de septiembre al 21 de diciembre de 2022]
- [70] J. Hussain and M. K. Mishra, “Adaptive Maximum Power Point Tracking Control Algorithm for Wind Energy Conversion Systems”, in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 2, pp. 697-705, June 2016.
- [71] MathWorks, “Implement model of variable pitch wind turbine”, 2022. [En línea]. Disponible: <https://la.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/windturbine.html> [Consultado: 15 junio 2022]
- [72] Q. Zhang, J. He, Y. Xu, Z. Hong, Y. Chen and K. Strunz, “Average-Value Modeling of Direct-Driven PMSG-Based Wind Energy Conversion Systems”, in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 37, no. 1, pp. 264-273, March 2022.
- [73] D. Ochoa and S. Martinez, “A Simplified Electro-Mechanical Model of a DFIG-based Wind Turbine for Primary Frequency Control Studies”, in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 8, pp. 3614-3620, Aug. 2016.
-

- [74] D. Ochoa, S. Martinez, and P. Arévalo, “Extended Simplified Electro-Mechanical Model of a Variable-Speed Wind Turbine for Grid Integration Studies: Emulation and Validation on a Microgrid Lab”, *Electronics*, vol. 11, no. 23, p. 3945, Nov. 2022.
- [75] R. Tapia-Olvera, F. Beltran-Carbajal, A. Valderrabano-Gonzalez, and O. Aguilar-Mejia, “A Novel Methodology for Adaptive Coordination of Multiple Controllers in Electrical Grids”, *Mathematics*, vol. 9, no. 13, p. 1474, Jun. 2021.
- [76] C.A. Lopez-Villalobos, O. Rodriguez-Hernandez, O. Martínez-Alvarado, and J.G. Hernandez-Yepes, “Effects of wind power spectrum analysis over resource assessment”, *Renewable Energy*, Volume 167, 2021.
- [77] MathWorks, “Wind Farm - Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model”, 2022. [En línea]. Disponible: <https://la.mathworks.com/help/sps/ug/wind-farm-synchronous-generator-and-full-scale-converter-type-4-average-model.html> [Consultado: 29 septiembre 2022]